



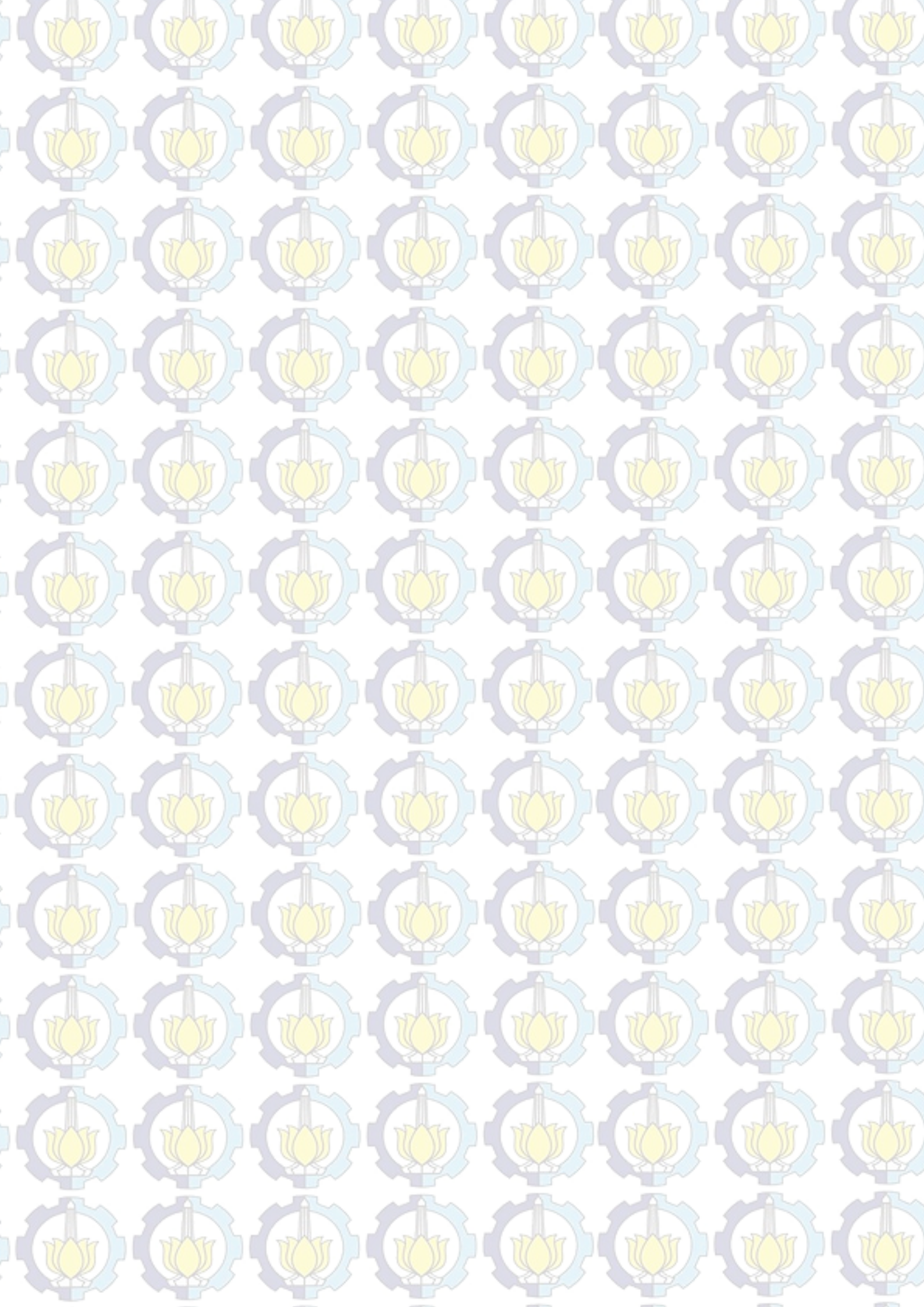
TESIS - EE185401

**PENGARUH PEMBEBANAN DENGAN INJEKSI
DISTRIBUTED GENERATION (DG) PADA
JARINGAN DISTRIBUSI TERHADAP TEMPERATUR
DAN TEGANGAN TEMBUS MINYAK ISOLASI
TRANSFORMATOR**

DEWI CAHYA FEBRINA
07111750010001

DOSEN PEMBIMBING
Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc.
Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph.D.

PROGRAM MAGISTER
BIDANG KEAHLIAN TEKNIK SISTEM TENAGA
DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNOLOGI ELEKTRO
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2019





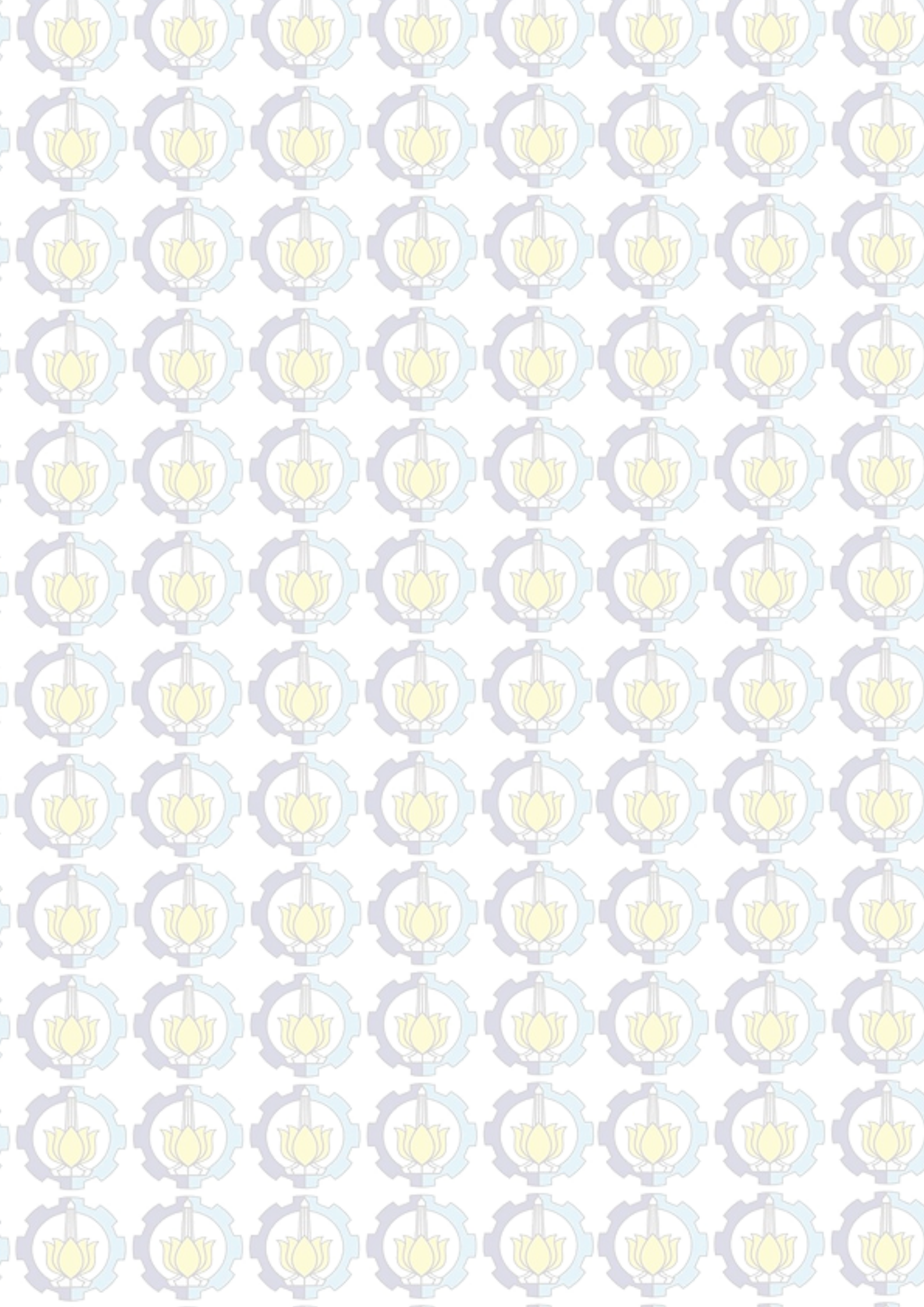
TESIS - EE185401

**PENGARUH PEMBEBANAN DENGAN INJEKSI
DISTRIBUTED GENERATION (DG) PADA
JARINGAN DISTRIBUSI TERHADAP TEMPERATUR
DAN TEGANGAN TEMBUS MINYAK ISOLASI
TRANSFORMATOR**

DEWI CAHYA FEBRINA
07111750010001

DOSEN PEMBIMBING
Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc.
Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph.D.

PROGRAM MAGISTER
BIDANG KEAHLIAN TEKNIK SISTEM TENAGA
DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNOLOGI ELEKTRO
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2019



LEMBAR PENGESAHAN

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Magister Teknik (M.T)
di
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

oleh:

Dewi Cahya Febrina
NRP. 07111750010001

Tanggal Ujian : 17 Desember 2018
Periode Wisuda: Maret 2019

Disetujui oleh:

1. Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc
NIP: 197007121998021001

(Pembimbing I)

2. Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph.D
NIP: 198109052005011002

(Pembimbing II)

3. Dr. Ir. Soedibjo, M. M.T.
NIP: 195512071980031004

(Penguji)

4. Dr. Dimas Fajar Uman Putra, S.T. M.T.
NIP: 198811082012121001

(Penguji)

5. Dr. Rony Seto Wibowo, S.T. M.T.
NIP: 197411292000121001

(Penguji)

Dekan Fakultas Teknologi Elektro

Dr. Tri Arief Sardjono, ST., MT.
NIP. 197002121995121001



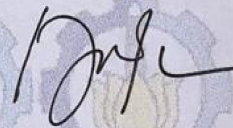
Halaman ini sengaja dikosongkan

PERNYATAAN KEASLIAN TESIS

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi keseluruhan Tesis saya dengan judul **“PENGARUH PEMBEBANAN DENGAN INJEKSI *DISTRIBUTED GENERATION* (DG) PADA JARINGAN DISTRIBUSI TERHADAP TEMPERATUR DAN TEGANGAN TEMBUS MINYAK ISOLASI TRANSFORMATOR”** adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya,



Dewi Cahya Febrina

07111750010001



Halaman ini sengaja dikosongkan

PENGARUH PEMBEBANAN DENGAN INJEKSI *DISTRIBUTED GENERATION* (DG) PADA JARINGAN DISTRIBUSI TERHADAP TEMPERATUR DAN TEGANGAN TEMBUS MINYAK ISOLASI TRANSFORMATOR

Nama mahasiswa : Dewi Cahya Febrina
NRP : 07111750010001
Pembimbing : 1. Dr.Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc.
2. Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph.D.

ABSTRAK

Permintaan beban yang semakin meningkat dapat menyebabkan daya listrik juga semakin besar. Jika transformator daya bekerja pada kondisi *overload* dan berada diatas titik panas, maka mempercepat terjadinya penuaan dan kegagalan pada minyak isolasi transformator. Penerapan *distributed generation* (DG) dapat memberikan *supply* daya listrik tambahan ke beban (rumah tangga). Sehingga dapat meringankan beban kerja transformator daya dan mengurangi percepatan penuaan minyak isolasi transformator.

Penelitian ini menganalisis pengaruh pembebanan dengan injeksi DG pada distribusi listrik 20 kV dengan sistem 150/ 20kV terhadap arus, rugi-rugi sistem jaringan, dan kondisi minyak isolasi dengan menggunakan *software* ETAP. Pengujian dilakukan pada kondisi pembebanan selama 24 jam pada sistem distribusi. Perhitungan temperatur minyak isolasi dilakukan menggunakan rumusan matematis sesuai standar IEEE, kemudian kekuatan dielektrik isolasi minyak diuji dengan *breakdown voltage* (BDV) *test* menggunakan standard SPLN 49-1 dengan metode uji IEC 156. Sehingga penelitian ini dapat mengidentifikasi kondisi minyak isolasi transformator berdasarkan kapasitas pembebanan dan nilai tegangan tembus minyak transformator.

Kata kunci: *Distributed generation*, temperatur isolasi minyak, tegangan tembus



Halaman ini sengaja dikosongkan

LOADING EFFECT WITH DISTRIBUTED GENERATION (DG) INJECTION ON DISTRIBUTION SYSTEM ON TEMPERATURE AND BREAKDOWN VOLTAGE OF OIL TRANSFORMER

By : Dewi Cahya Febrina
Student Identity Number : 07111550010205
Supervisor(s) : 1. Dr. Eng. I Made Yulistya Negara, S.T., M.Sc.
2. Dimas Anton Asfani, S.T., M.T., Ph.D.

ABSTRACT

Increasing the demand for loads can causes the greater of eletrical power needed. When the transformer operation in overload conditions and hot-spot temperature, accelerate the aging and failure in oil insulation of transformer. Application of distributed generation (DG) provides the additional of electrical power supply to the loads (household). So that, it can relieve the workload of power transformer and reduce the acceleration of aging in oil insulation of transformer.

This research analyse the effect of loading capacity with DG injection on current flow, losses, and condition of oil insulation on 20 kV of electricity distribution, 150/ 20kV system using ETAP software. Tests of this research carried out on 24 hour of loading conditions on distribution system. The calculation of isolation oil temperature carried out using a mathematical formula according to the IEEE, and oil insulation tested with a breakdown voltage (BDV) test based on standard of SPLN 49-1 and using test method of IEC 156. Thus, research expected to identify the transformer insulation oil condition based on loading capacity and breakdown voltage value of transformer oil insulation.

Keywords: *Distributed generation, temperature of oil insulation, breakdown voltage*

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	iii
PERNYATAAN KEASLIAN TESIS	v
ABSTRAK	vii
<i>ABSTRACT</i>	ix
DAFTAR ISI	xi
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Sistematika Penulisan	2
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA	3
2.1 Definisi Transformator	3
2.1.1 Transformator Daya	3
2.1.2 Rugi-Rugi Transformator	4
2.2 Distributed Generation (DG)	5
2.3 Metode Pendingin Minyak Isolasi Transformator	7
2.4 Diagram Termal Transformator	8
2.5 Temperatur <i>Hot-Spot</i> pada Transformator	10
2.6 Kenaikan Temperatur Minyak Transformator	11
2.6.1 Persamaan Temperatur <i>Hot-spot</i> pada Kondisi Konstan	11
2.6.2 Persamaan Temperatur <i>Hot-spot</i> Berdasarkan Fungsi Waktu	12
2.7 Standar Temperatur Beban Kerja Transformator	14
2.8 Macam-Macam Pengujian Minyak Isolasi Transformator	15
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN	19
3.1 Data Beban GI – Wonokromo 150/ 20 kV	19
3.2 SLD GI – Wonokromo 150/ 20 kV	20
3.3 Spesifikasi Transformator Daya	21
3.4 Metode Perhitungan Transformator Daya	21
3.4.1 Perhitungan Arus pada Transformator	21
3.4.2 Perhitungan Rugi-Rugi pada Transformator	22
3.5 Metode Perhitungan Temperatur Isolasi Minyak	23

3.5.1	Perhitungan Kenaikan Temperatur Belitan	23
3.5.2	Perhitungan Kenaikan Temperatur <i>Top-Oil</i>	24
3.5.3	Perhitungan Kenaikan Temperatur <i>Hot-Spot</i>	25
3.6	Pemasangan PV <i>Generator</i> pada <i>Software</i> ETAP.....	25
3.6.1	Pemasangan PV pada Bus Jaringan.....	26
3.7	Metode Pemanasan Minyak Isolasi	27
3.8	Metode Pengujian BDV (<i>Breakdown Voltage</i>) Minyak Isolasi	28
3.8.1	Proses Pengujian BDV (<i>Breakdown Voltage</i>)	29
BAB 4 HASIL DAN ANALISA		33
4.1	Instalasi Pemasangan PV Berdasarkan Profil Beban dan PV.....	33
4.2	Hasil Pengujian Sistem pada Simulasi ETAP	34
4.2.1	Hasil Arus Transformator dan Rugi-Rugi pada Sistem Jaringan	35
4.3	Hasil Perhitungan pada Transformator.....	37
4.3.1	Hasil Perhitungan Arus pada Transformator	37
4.3.2	Hasil Perhitungan Rugi-Rugi pada Transformator	39
4.4	Hasil Perhitungan Kenaikan Temperatur	40
4.4.1	Hasil Perhitungan Kenaikan Temperatur Belitan.....	40
4.4.2	Hasil Perhitungan Kenaikan Temperatur <i>Top-Oil</i>	41
4.4.3	Hasil Perhitungan Kenaikan Temperatur <i>Hot-Spot</i>	43
4.5	Hasil Kenaikan Temperatur pada Sistem Jaringan.....	43
4.6	Hasil Uji BDV (<i>Breakdown Voltage</i>) Isolasi Minyak.....	48
BAB 5 PENUTUP		53
5.1	Kesimpulan.....	53
5.2	Penelitian Selanjutnya	54
DAFTAR PUSTAKA.....		55
LAMPIRAN		57

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Diagram Termal Transformator	9
Gambar 2.2 Dasar Diagram Termal Minyak Transformator	10
Gambar 3.1 Kurva Beban GI – Wonokromo Tanggal 16 Juli 2018	20
Gambar 3.2 SLD GI – Wonokromo Tanggal 16 Juli 2018	20
Gambar 3.3 Pemasangan DG di Bus 5	26
Gambar 3.4 Sampel Minyak Isolasi Transformator	27
Gambar 3.5 Alat Uji BDV (<i>Breakdown Voltage</i>)	29
Gambar 3.6 Proses Pemanasan Minyak	29
Gambar 3.7 Pengujian Minyak pada Alat Uji BDV	30
Gambar 3.8.1 Hasil Nilai Uji BDV	30
Gambar 3.8.2 Nilai Uji BDV pada Monitor	30
Gambar 4.1 Kurva Aktual Pembangkitan Daya PV	32
Gambar 4.2 Kurva Aktual Profil PV terhadap Konsumsi Beban Harian	32
Gambar 4.3 Kurva Arus Setelah Injeksi DG	35
Gambar 4.4 Kurva Rugi-Rugi Setelah Injeksi DG	35
Gambar 4.5 Kurva Kenaikan Temperatur pada Sistem Normal	44
Gambar 4.6 Kurva Temperatur <i>Top-Oil</i> dengan Injeksi DG	45
Gambar 4.7 Kurva Temperatur <i>Hot-Spot</i> dengan Injeksi DG	46
Gambar 4.8 Perubahan Temperatur Panas Minyak per 1 Jam	49
Gambar 4.9 Perubahan Temperatur Panas Minyak per 3 Jam	49
Gambar 4.10 Perubahan Temperatur Panas Minyak per 5 Jam	50



Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Bagian-Bagian Diagram Termal Transformator.....	9
Tabel 2.2 Parameter Kenaikan Temperatur Minyak saat Konstan	12
Tabel 2.3 Parameter Kenaikan Temperatur Minyak saat Transien.....	14
Tabel 2.4 Batas Kenaikan Temperatur Pembebanan Transformator	15
Tabel 3.1 Data Beban GI-Wonokromo Tanggal 16 Juli 2018	19
Tabel 3.2 Spesifikasi Transformator Daya GI-Wonokromo.....	21
Tabel 3.3 Konstanta Eksponensial Temperatur <i>Hot-Spot</i>	23
Tabel 3.4 Injeksi Daya PV pada Sistem Jaringan	25
Tabel 3.5 Temperatur Pemanasan Uji Minyak	28
Tabel 3.6 Parameter Pengujian BDV Minyak Isolasi.....	28
Tabel 3.7 Standar Batas Kelayakan BDV Minyak	28
Tabel 4.1 Data Hasil Pengujian Sistem Normal	33
Tabel 4.2 Data Hasil Pengujian Sistem dengan Injeksi DG	34
Tabel 4.4 Hasil Kenaikan Temperatur Minyak pada Sistem Normal.....	43
Tabel 4.5 Hasil Kenaikan Temperatur Minyak dengan Injeksi DG	44
Tabel 4.6 Hasil Uji BDV Terhadap Perubahan Temperatur Panas Minyak.....	48



Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Permintaan beban yang semakin meningkat beberapa tahun terakhir ini menyebabkan meningkatnya daya listrik yang dibutuhkan sesuai dengan besar beban yang dikeluarkan pada sistem tenaga listrik. Hal ini berpengaruh pada kinerja transformator daya yang merupakan komponen utama penyalur daya listrik pada sistem tenaga listrik. Jika transformator bekerja pada kondisi beban berlebih (*overload*), mengakibatkan transformator bekerja pada titik panas tertinggi dan menyebabkan panas berlebih (*overheating*) selama operasi kerja transformator daya. Operasi kerja transformator daya yang secara terus – menerus bekerja pada kondisi beban berlebih dan panas berlebih mempercepat terjadinya penuaan dan kegagalan (*breakdown*) pada sistem isolasi transformator [1, 2]. Sehingga sistem transmisi dan distribusi listrik sangat bergantung pada kemampuan kerja dan efektifitas transformator daya. Selain pola kapasitas pembebanan, faktor lain yang mempengaruhi usia kerja transformator dan penuaan pada sistem isolasi transformator adalah temperatur lingkungan, temperatur minyak sebagai bahan isolasi transformator, rugi-rugi (*losses*), dan kualitas minyak isolasi transformator. Beban berlebih dan rugi-rugi pada transformator daya mengakibatkan kenaikan temperatur selama operasi kerja transformator. Temperatur minyak hingga mencapai titik panas tertinggi (*hot-spot*) di dalam tangki transformator menyebabkan semakin cepat terjadinya penuaan dan penurunan kualitas minyak isolasi transformator.

Penerapan sistem pembangkitan daya terdistribusi (*distributed generation*) atau biasa disebut DG, dapat mengatasi masalah permintaan beban yang semakin meningkat maupun beban yang fluktuatif pada sistem distribusi listrik. DG merupakan pembangkit sistem tenaga listrik berskala kecil untuk suplai tambahan daya ke beban yang mengalami pertambahan jumlah akibat peningkatan permintaan jumlah daya listrik yang terjadi pada jam-jam tertentu setiap harinya. Pemasangan DG memiliki dampak signifikan pada aliran daya jaringan distribusi,

profil tegangan, memperkecil rugi-rugi daya dan meningkatkan keandalan suplai daya listrik [3, 4]. Permasalahan yang dibahas pada penelitian ini adalah pemasangan DG terhadap output kerja transformator yang fluktuatif dan efek tingkat panas yang ditimbulkan selama kerja transformator, serta pengaruh besar kapasitas beban kerja transformator daya.

Pada penelitian ini pengaruh pemasangan DG terhadap pembebanan transformator dan panas yang ditimbulkan oleh transformator diidentifikasi dengan perhitungan kenaikan temperatur minyak (θ_o) hingga mencapai *hotspot* minyak (θ_h) minyak isolasi transformator. Penelitian ini menganalisis pengaruh pembebanan transformator dengan injeksi DG pada distribusi listrik 20 kV, dengan sistem 150/ 20kV terhadap kondisi isolasi minyak dengan menggunakan ETAP. Pengujian dilakukan pada kondisi beban harian selama 24 jam. Perhitungan temperatur isolasi minyak dilakukan menggunakan rumusan matematis sesuai standar IEEE, kemudian minyak isolasi diuji dengan pengujian tegangan tembus (*breakdown voltage*) atau yang disebut BDV sesuai standar SPLN 49-1, untuk mengidentifikasi kondisi minyak isolasi transformator berdasarkan kapasitas pembebanan dan nilai tegangan tembus minyak.

1.2 Sistematika Penulisan

Pada bab satu dibahas mengenai latar belakang, permasalahan, tujuan, metode penelitian, sistematika penulisan, dan relevansi dari penulisan.

Selanjutnya pada bab dua dibahas mengenai teori dasar transformator, instalasi DG dan metode pengujian dan perhitungan yang digunakan dalam pengerjaan studi ini.

Pada bab tiga dibahas mengenai pemodelan simulasi pemasangan DG dan metode perhitungan temperatur yang digunakan untuk menyelesaikan studi ini.

Selanjutnya pada bab empat dibahas tentang hasil dan analisa mengenai data yang didapatkan berdasarkan simulasi dan perhitungan matematis.

Pada bab lima dibahas mengenai kesimpulan tentang studi yang telah dilakukan, dan saran untuk penelitian selanjutnya.

BAB 2

KAJIAN PUSTAKA

2.1 Definisi Transformator

Transformator daya (*power transformer*) merupakan transformator 3 fasa berperan sebagai penyalur daya listrik pada level tegangan yang berbeda dari tegangan tinggi ke tegangan rendah, atau sebaliknya. Transformator hanya berfungsi pada suplai tegangan AC dan terdiri dari dua belitan (*windings*), yaitu belitan primer dan sekunder. Transformator terdiri atas sebuah inti yang terbuat dari besi berlapis yg berlaminasi diantara dua buah kumparan yaitu kumparan primer dan kumparan sekunder yang tidak terhubung secara langsung. Kumparan primer transformator dihubungkan ke sumber daya listrik bolak-balik dan kumparan sekunder dihubungkan ke beban.

Transformator didesain sebagai transformator *step-up* dan *step-down*. Transformator bekerja *step-up* jika jumlah belitan primer lebih kecil dari belitan sekunder ($N_p < N_s$). Sebaliknya, jika jumlah belitan primer lebih besar dari belitan sekunder ($N_p > N_s$), maka transformator bekerja *step-down*. Transformator diklasifikasikan menjadi 4 jenis, yaitu : transformator daya, transformator distribusi, transformator pengukuran, dan transformator proteksi. Pada pembahasan ini hanya dibahas tentang transformator daya.

2.1.1 Transformator Daya

Transformator daya pada umumnya dioperasikan pada kondisi beban penuh dan dioperasikan pada efisiensi maksimum. Transformator yang digunakan di jaringan transmisi pada level tegangan yang lebih tinggi, yaitu antara tegangan 33 kV hingga 400 kV dengan level transformator yang digunakan hingga diatas 200 MVA. Berbeda dengan transformator distribusi yang digunakan pada level tegangan yang lebih rendah pada jaringan distribusi, yaitu antara 230 V hingga 11 kV dengan level transformator yang digunakan adalah dibawah 200 MVA. Transformator distribusi hanya dioperasikan pada efisiensi rendah. Berdasarkan tegangan operasinya dapat dibedakan menjadi transformator 500/150 kV dan

150/70 kV disebut interbus transformator (IBT), sedangkan transformator 150/20 kV dan 70/20 kV disebut transformator distribusi. Titik netral transformator ditanahkan sesuai dengan kebutuhan untuk sistem pengamanan/proteksi. Sebagai contoh transformator 150/70 kV ditanahkan secara langsung di sisi netral 150 kV dan transformator 70/20 kV ditanahkan dengan tahanan rendah atau tahanan tinggi atau langsung di sisi netral 20 kV nya.

Selama transformator beroperasi, akan cenderung mengeluarkan panas yang timbul dari belitan transformator. Panas yang dihasilkan oleh transformator bergantung pada kapasitas beban yang diterapkan pada operasi kerja transformator. Semakin tinggi beban, maka akan semakin besar panas yang dihasilkan dari operasi kerja transformator. Hal ini disebabkan karena lilitan tembaga dan karena adanya rugi-rugi inti selama operasi kerja transformator. Panas yang ditimbulkan selama operasi kerja transformator tidak akan dapat dihindari, sehingga diberlakukan batas standar kenaikan panas yang diberikan pada operasi kerja transformator dan metode pendingin yang digunakan [1, 2].

2.1.2 Rugi-Rugi (*Losses*) Transformator

Transformator dirancang untuk memberikan daya yang dibutuhkan ke beban terhubung pada transformator dengan *losses* minimum pada frekuensi fundamental. Rugi-rugi transformator umumnya diklasifikasikan pada rugi-rugi tanpa beban (*no-load*) dan rugi-rugi berbeban seperti yang ditunjukkan pada Persamaan (2.1) [1] berikut :

$$P_T = P_{NL} + P_{LL} \quad (2.1)$$

Dimana P_T merupakan total rugi-rugi, P_{NL} merupakan rugi-rugi tanpa beban, dan P_{LL} merupakan rugi-rugi pada saat kondisi berbeban. Rugi-rugi tanpa beban dapat disebabkan oleh tegangan eksitasi inti besi, histeresis magnetik, adanya *eddy current*. Rugi beban ataupun rugi impedansi dibagi menjadi $I^2.R$ dan rugi-rugi lain pada komponen belitan dan pada komponen lainnya. Sehingga total rugi beban dapat direpresentasikan pada Persamaan (2.2) [1] berikut :

$$P_{LL} = P_{I^2R} + P_{EC} + P_{OSL} \quad (2.2)$$

Persamaan 2.2 menjelaskan bahwa P_{I^2R} merupakan rugi tembaga pada belitan primer dan sekunder akibat resistansi kawat penghantar pada belitan, P_{EC} merupakan rugi *eddy current* pada inti besi akibat perbedaan tegangan antar sisi inti besi, dan P_{OSL} merupakan rugi-rugi komponen lain.

Peningkatan beban juga akan mengurangi nilai efisiensi daya menurun dengan adanya rugi-rugi selama operasi kerja transformator, seperti yang ditunjukkan pada Persamaan (2.3) [2] berikut :

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} (100 \%) = \frac{P_{out}}{P_{out} + \Sigma \text{rugi}} = 1 - \frac{\Sigma \text{rugi}}{P_{in}} \quad (2.3)$$

Dimana η merupakan efisiensi, P_{out} merupakan daya keluaran (*output*), P_{in} merupakan daya masukan (*input*), dan Σrugi adalah total $P_{out} + P_{in}$.

2.2 Distributed Generation (DG)

Pembangkitan daya terdistribusi atau *distributed generation* (DG) merupakan sistem pembangkit tenaga listrik berskala kecil pada tingkat distribusi atau pada sistem tegangan rendah (dibawah kapasitas jala-jala) untuk menyediakan suplai tambahan daya listrik ke beban yang mengalami pertambahan jumlah akibat peningkatan permintaan jumlah daya listrik. Selain untuk memberi suplai daya tambahan, peran DG juga memiliki dampak positif, diantaranya adalah meningkatkan keandalan suplai daya listrik pada sistem jaringan, mengurangi rugi-rugi daya, meningkatkan kualitas daya, serta memperbaiki profil tegangan [3, 4]. Sistem DG yang diterapkan pada sistem distribusi meliputi tenaga surya, PV (*Photovoltaic*), sel bahan bakar (*fuel cell*), *wind turbines*.

Pemasangan PV terhadap kerugian dievaluasi sebagai perbedaan yang disebabkan oleh parameter yang berbeda. Analisis penentuan untuk instalasi operasi sistem DG dengan menggunakan PV mencakup 3 aspek [5], yaitu :

1. Level Penetrasi DG

Penetrasi DG didefinisikan sebagai rasio jumlah kapasitas DG untuk suplai permintaan beban jaringan keseluruhan. Level penetrasi juga didefinisikan sebagai jumlah daya puncak PV pada daya beban puncak keseluruhan pada

penyulang (*feeder*). Perhitungan penetrasi dapat ditentukan dengan Persamaan (2.4) [5] berikut :

$$PV_{\text{penetrasi}} = \frac{\text{Pembangkitan daya puncak PV}}{\text{Daya beban puncak sistem}} \quad (2.4)$$

Pertimbangan untuk penetrasi adalah 0-100%, karena penetrasi DG yang terlalu besar menyebabkan beban lebih pada sistem jaringan.

2. Lokasi Pemasangan

Lokasi pemasangan DG diklasifikasikan menjadi 5 skenario lokasi yang melibatkan beberapa pemasangan sistem PV terdistribusi pada penyulang yang sama. Dimana setiap PV dipasang di lokasi yang terhubung ke beban dan daya PV di skalakan sesuai dengan besar kapasitas beban dan tingkat penetrasi PV yang diinginkan. Macam – macam skenario pemasangan PV antara lain adalah:

- a. PV dikelompokkan didekat sumber gardu
- b. PV dikelompokkan didekat titik tengah penyulang
- c. PV dikelompokkan dibagian ujung penyulang
- d. PV didistribusikan merata ke seluruh penyulang
- e. PV didistribusikan secara acak ke seluruh penyulang

Dampak instalasi DG pada rugi-rugi di lokasi yang berbeda dapat ditentukan dengan faktor sensitivitas rugi-rugi

3. Level Dispersi

Tingkat penyebaran DG dapat dijelaskan oleh jumlah DG yang terhubung ke jaringan dan kapasitas masing-masing DG. Jumlah penempatan dan pemasangan yang sama dengan tingkat penyebaran DG mungkin sangat besar karena jumlah dan lokasi penyulang bervariasi.

Pada sistem radial, biasanya lokasi pemasangan DG adalah terhubung langsung ke jaringan distribusi ataupun terhubung di area yang terdekat dengan beban tertinggi. Selain level penetrasi, seperti dijelaskan jurnal [7] dan [8] bahwa kapasitas pemasangan DG adalah mencapai 350 MW hingga 600 GW pada tahun 2010 hingga 2050, serta daya injeksi DG dapat ditentukan dari 30% hingga 50% dari kapasitas energi beban total yang disuplai daya listrik. Sehingga diperlukan pertimbangan perhitungan agar pemasangan DG lebih fungsional untuk memberikan suplai daya yang optimal.

Pengaruh hubungan instalasi DG terhadap kinerja transformator diilustrasikan ketika kondisi awal trafo memasok beban puncak pada sistem distribusi listrik, hal ini akan menyebabkan pembebanan transformator mencapai kapasitas maksimum dan arus yang mengalir di trafo akan semakin besar. Kemudian meningkatkan panas menjadi suhu panas di dalam tangki yang dihasilkan selama operasi trafo dan menghasilkan kerugian daya. Ketika generator PV sebagai DG dipasang di sisi sekunder transformator daya, DG akan memasok daya tambahan ke beban, sehingga mengurangi kapasitas maksimum pemuatan transformator dan mengurangi arus yang mengalir di transformator. Dengan demikian, akan terjadi penurunan suhu panas pada gulungan transformator dan kerugian jauh lebih kecil. Sehingga, di sini Dirjen mampu mengurangi kerugian daya dan menaikkan suhu titik panas di sistem operasi transformator.

2.3 Metode Pendinginan Minyak Isolasi Transformator

Selama operasi kerja transformator pada sistem tenaga listrik, transformator menghasilkan panas yang diakibatkan karena adanya rugi-rugi tembaga dan rugi-rugi yang melewati resistansi. Panas yang dihasilkan menyebabkan kenaikan temperatur transformator secara terus-menerus dan mengakibatkan kegagalan pada sistem isolasi transformator. Kenaikan temperatur hingga mencapai 90°C mempercepat pemburukan kondisi minyak isolasi. Sehingga diperlukan pendingin untuk sistem isolasi.

Metode pendinginan yang dibahas pada penelitian ini adalah pendingin terendam minyak (*oil-immersed*). Berdasarkan metode terendam minyak, panas yang dihasilkan dari inti dan belitan ditransfer ke minyak, kemudian minyak yang dipanaskan mengalir dari bagian atas ke radiator. Aliran panas dari minyak dalam transformator menghilang akibat konduksi alami.

- a. **ONAF (*Oil Natural Air Forced*)** : Minyak bersirkulasi melalui radiator, minyak akan didinginkan dengan aliran udara dari kipas. Tingkat disipasi panas ONAF lebih tinggi daripada ONAN dan kipas hanya bekerja saat beban besar.

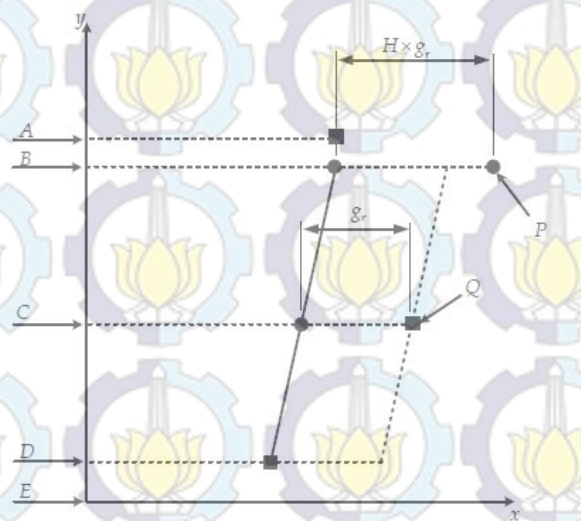
- b. **OFAF (*Oil Forced Air Forced*)** : Minyak didinginkan dengan bantuan pompa dan aliran udara paksa dari kipas pada radiator untuk menghasilkan sirkulasi minyak yang lebih cepat dan menghilangkan udara diatas radiator.
- c. **OFWF (*Oil Force Water Forced*)** : Minyak sebagai pendinginan belitan dan air sebagai pendingin eksternal yang dapat bersirkulasi secara paksa dan buatan. Minyak panas dipindah ke penukar panas dari minyak ke air dengan menggunakan pompa minyak.
- d. **ODAF (*Oil Directed Air Forced*)** : Minyak bersirkulasi dan diarahkan agar mengalir melalui saluran tertentu pada belitan transformator dan aliran minyak melintasi konduktor yang terisolasi untuk menghasilkan perpindahan panas.
- e. **ODWF (*Oil Directed Water Forced*)** : Metode pendinginan ini mirip dengan ODAF, yang membedakan adalah suhu minyak panas menurun dalam pendingin melalui penggunaan air paksaan sebagai pengganti udara.

2.4 Diagram Termal Transformator

Faktor pembatas utama dalam pembebanan transformator adalah temperatur yang dicapai oleh titik terpanas pada sistem isolasi. Pada publikasi standar ANSI dan IEC 354 menjelaskan tentang batasan beban lebih yang diijinkan untuk menghasilkan temperatur titik panas maksimum dan laju penuaan transformator pada kondisi pembebanan tertentu.

Besaran pembebanan yang diberikan terhadap transformator menentukan kenaikan suhu transformator tersebut. Setiap peningkatan beban yang diterapkan pada kerja transformator akan menghasilkan panas hingga kenaikan temperatur (θ_h). Bagian terpanas dari transformator selama operasi kerja akan mengakibatkan terjadinya kegagalan dan mempengaruhi usia kerja transformator. Karakteristik kenaikan temperatur pada transformator diilustrasikan dengan diagram termal dari minyak transformator, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.1 yang merepresentasikan diagram kenaikan temperatur minyak terhadap sisi belitan transformator. Simbol huruf pada gambar diatas merepresentasikan bagian-

bagian kenaikan temperatur minyak dalam tangki transformator dijelaskan pada Tabel 2.1 [5].



Gambar 2.1 Diagram Termal Transformator [5]

Tabel 2.1 Bagian – Bagian Diagram Termal Transformator

Simbol	Keterangan
A, B	Temperatur minyak pada belitan bagian atas tangki
C	Temperatur minyak rata-rata di dalam tangki
D	Temperatur minyak pada belitan bagian bawah tangki
g_r	Gradien (selisih) antara temperatur rata-rata belitan dengan temperatur rata-rata minyak pada kondisi berbeban
H	Faktor <i>hotspot</i> akibat rugi-rugi eddy pada belitan
Q	Temperatur rata-rata belitan dengan pengukuran resistansi
P	Temperatur pada titik panas tertinggi (<i>hotspot</i>)

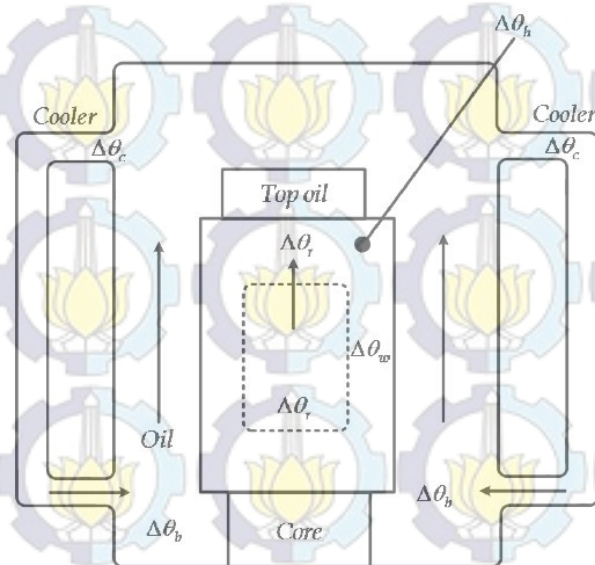
Gambar 2.1 menunjukkan temperatur minyak di dalam tangki transformator mengalami kenaikan secara linear dari bawah minyak ke sisi atas minyak tangki sesuai dengan jenis pendinginnya. Pada kondisi awal, kenaikan temperatur merupakan kenaikan temperatur konduktor diatas belitan dianggap meningkat secara linear dan sejajar dengan kenaikan temperatur minyak, dengan konstanta yang menunjukkan perbedaan atau selisih antara kenaikan temperatur belitan rata-rata yang diukur oleh resistansi dengan kenaikan temperatur minyak

dalam tangki. Kenaikan titik panas temperatur θ_h , besarnya lebih tinggi dari kenaikan temperatur konduktor yang disebabkan oleh rugi-rugi [5].

2.5 Temperatur *Hot-Spot* pada Transformator

Pada sistem pemantauan isolasi transformator, parameter utama yang mempengaruhi usia hidup transformator adalah temperatur. Pengaruh arus dan beban berlebih dapat meningkatkan rugi-rugi tembaga dan karenanya temperatur pada tangki transformator juga dapat meningkat hingga titik panas tertingginya.

Temperatur *Hotspot* merupakan temperatur tertinggi pada minyak atau belitan dan parameter terpenting untuk menentukan usia hidup kerja transformator daya. Temperatur *hotspot* adalah fungsi dari suhu minyak dan panas yang disebabkan oleh rugi-rugi inti besi dan rugi-rugi tembaga pada belitan. Metode perhitungan *hotspot* yang paling umum digunakan ditentukan pada standar IEC 60076-2 dan IEEE C57.91. Proses kenaikan temperatur *hot-spot* minyak juga dijelaskan pada Gambar 2.2 dibawah ini :



Gambar 2.2 Dasar Diagram Termal Minyak Transformator [5]

Pada Gambar 2.2 diatas, $\Delta\theta_b$ merupakan kenaikan temperatur bawah minyak pada belitan sesuai jenis pendinginnya, $\Delta\theta_r$ merupakan kenaikan temperatur rata-rata belitan, $\Delta\theta_w$ merupakan kenaikan temperatur atas minyak pada belitan, dan $\Delta\theta_c$ merupakan kenaikan temperatur bagian atas minyak pada

pendingin dan belitan. Misalnya belitan bagian bawah berada di dalam pendingin minyak, dan belitan bagian atas akan dikelilingi oleh bagian minyak terpanas (*hottest-oil*).

Sehingga untuk mengukur temperatur pada kedua bagian ini harus menggunakan termometer yang dimasukkan ke dalam minyak dibagian atas tangki yang dekat dengan saluran pendingin dan ke dalam minyak bagian bawah tangki. Temperatur rata-rata minyak berada diantara temperatur bagian atas dan bagian bawah minyak dengan gradien belitan yang merupakan perbedaan antara kenaikan temperatur minyak rata-rata dan kenaikan temperatur yang ditentukan dari perubahan resistansi belitan, sehingga kenaikan temperatur sangat dipengaruhi oleh perubahan resistansi belitan. Faktor *hot-spot* merupakan faktor adanya perbedaan antara gradien maksimum dan gradien rata-rata, yang mewakili konduktor yang dikelilingi oleh saluran pendinginan.

2.6 Kenaikan Temperatur Minyak Transformator

Kenaikan temperatur minyak transformator merupakan akibat dari peningkatan rugi-rugi pembebanan transformator, yang selanjutnya mempengaruhi temperatur keseluruhan pada tangki transformator. Perubahan (fluktuasi) temperatur bergantung pada perubahan waktu termal dari transformator yang akibatnya bergantung pada tingkat perpindahan panas ke lingkungan pemasangan transformator dan kapasitas termal transformator.

2.6.1 Persamaan Temperatur *Hot-spot* pada Kondisi Konstan

Pada kondisi konstan (*steady state*), total rugi-rugi pada transformator adalah sebanding dengan kenaikan temperatur ($\Delta\theta_o$). Perhitungan $\Delta\theta_o$ secara matematis direpresentasikan pada Persamaan (2.4) [5] berikut :

$$\Delta\theta_o = \Delta\theta_{o,r} \cdot \left(\frac{P}{P_R}\right)^x = \Delta\theta_{o,r} \cdot \left[\frac{1+R K^2}{1+R}\right]^x \quad (2.4)$$

Dimana P merupakan total rugi-rugi, dan P_R merupakan total rugi-rugi pada rating beban transformator dalam satuan Watt. K merupakan faktor beban dari perbandingan beban mula (total beban jam ke-n) dan *rating* beban dari

transformator. R merupakan rasio dari perbandingan antara total rugi-rugi beban pada arus dan rugi-rugi tanpa beban pada *rating* beban.

Kenaikan temperatur *hot-spot* diatas *top-oil* ($\Delta\theta_h$) adalah sebanding pada rugi-rugi belitan dengan mempertimbangkan eksponen belitan dan kenaikan temperatur *hot-spot* pada kondisi munculnya rugi-rugi. Dimana $\Delta\theta_h$ direpresentasikan dengan persamaan [5]:

$$\Delta\theta_{h,r} = H \cdot g_r \quad (2.5)$$

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h,r} \cdot K^y \quad (2.6)$$

Sehingga temperatur *hot-spot* akhir pada saat kondisi konstan direpresentasikan dengan Persamaan (2.7) [5] dibawah ini :

$$\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_{o,r} \cdot \left[\frac{1+R \cdot K^2}{1+R} \right]^x \Delta\theta_{h,r} \cdot K^y \quad (2.7)$$

$$\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_o + \Delta\theta_h \quad (2.8)$$

Dari parameter – parameter pada persamaan perhitungan temperatur *hot-spot* diatas dapat dijelaskan pada Tabel 2.2 berikut :

Tabel 2.2 Parameter Kenaikan Temperatur Minyak saat Konstan

Simbol	Keterangan
θ_h	Temperatur <i>hot-spot</i> transformator
θ_o	Temperatur minyak transformator pada kondisi awal
θ_a	Temperatur lingkungan (<i>ambient temperature</i>)
$\Delta\theta_h$	Kenaikan temperatur <i>hot-spot</i> pada saat muncul rugi-rugi
$\Delta\theta_{o,r}$	Kenaikan temperatur <i>top-oil</i> pada <i>rating</i> rugi-rugi sesuai tes uji
H	Faktor <i>hot-spot</i> (konstanta $H = 1.3$ untuk transformator daya)
g_r	Gradien (selisih) antara temperatur rata-rata belitan dengan temperatur rata-rata minyak pada <i>rating</i> beban
y	Faktor eksponen kumparan berdasarkan metode pendingin
x	Faktor eksponen minyak berdasarkan metode pendingin.
K	Faktor beban antara beban mula dengan <i>rating</i> beban trafo
R	Rasio beban saat kondisi beban penuh dengan tanpa beban

2.6.2 Persamaan Temperatur *Hot-spot* Berdasarkan Fungsi Waktu

Pada kondisi transien, θ_h dideskripsikan sebagai fungsi waktu, dimana pada kondisi variasi arus beban dan temperatur yang berbeda sesuai dengan perubahan waktu. Pada kondisi operasi kerja transformator, minyak isolasi akan mengalami *stress* atau tekanan, seperti *thermal stress*, *mechanic*, *environmental*, dan *electric stress*.

Faktor dari masing – masing faktor tekanan dapat mempengaruhi penuaan pada sistem isolasi. Seiring dengan peningkatan beban sesuai dengan perubahan waktu terjadi peningkatan panas minyak dan temperatur belitan sesuai dengan faktor beban (K). Sehingga temperatur minyak perhitungan temperatur minyak berdasarkan fungsi waktu $\theta_o(t)$, dapat dihitung dengan persamaan berikut [5]:

$$\theta_o(t) = \Delta\theta_{o,i} + \left[\Delta\theta_{o,r} \cdot \left[\frac{1+R}{1+R} K^2 \right]^x - \Delta\theta_{o,i} \right] [f_1(t)] \quad (2.9)$$

Sehingga kenaikan temperatur *hot-spot* berdasarkan fungsi waktu adalah sebagai berikut [5]:

$$\Delta\theta_h(t) = \Delta\theta_{h,i} + [H \cdot g_r \cdot K^y - \Delta\theta_{h,i}] [f_2(t)] \quad (2.10)$$

Saat terjadi perubahan penurunan beban, temperatur minyak (θ_o) dan temperatur belitan juga mengalami penurunan. Dalam kasus ini perhitungan $\theta_o(t)$ dapat dihitung dengan Persamaan (2.10) [5] berikut :

$$\theta_o(t) = \left[\Delta\theta_{o,r} \cdot \left[\frac{1+R}{1+R} K^2 \right]^x \right] + \left[\Delta\theta_{o,r} - \Delta\theta_{o,i} \cdot \left[\frac{1+R}{1+R} K^2 \right]^x \right] [f_3(t)] \quad (2.11)$$

Dari Persamaan (2.9) hingga Persamaan (2.11), fungsi f_1 , f_2 , dan f_3 dijelaskan pada persamaan berikut :

$$f_1(t) = \left(1 - e^{\left(-\frac{t}{k_{11} \cdot \tau_o} \right)} \right) \quad (2.12)$$

Dimana $f_1(t)$ merupakan peningkatan dari kenaikan temperatur *top-oil*

$$f_2(t) = k_{21} \left(1 - e^{\left(-\frac{t}{k_{22} \cdot \tau_w} \right)} \right) - (k_{21} - 1) \left(1 - e^{\left(-\frac{t}{\tau_o / k_{22}} \right)} \right) \quad (2.13)$$

Dimana $f_2(t)$ merupakan peningkatan dari *gradient* atau selisih kenaikan temperatur *hot-spot* pada kenaikan temperatur minyak bagian atas.

$$f_3(t) = \left(e^{\left(-\frac{t}{k_{11} \cdot \tau_o} \right)} \right) \quad (2.14)$$

Dimana $f_3(t)$ merupakan penurunan dari selisih (*gradient*) kenaikan temperatur minyak bagian atas pada temperatur lingkungan.

Sehingga didapat perhitungan untuk temperatur *hot-spot* akhir adalah [5] :

$$\Delta\theta_h(t) = H \cdot g_r \cdot K^y \quad (2.15)$$

$$\theta_h(t) = \theta_a + \theta_o(t) + \Delta\theta_h(t) \quad (2.16)$$

Dari parameter – parameter pada persamaan perhitungan temperatur *hot-spot* berdasarkan fungsi waktu diatas, dapat dijelaskan pada Tabel 2.2 berikut :

Tabel 2.3 Parameter Kenaikan Temperatur Minyak saat Transien

Simbol	Keterangan
$\theta_o(t)$	Temperatur minyak transformator pada perubahan waktu ke- n (berdasarkan pengukuran)
$\Delta\theta_h(t)$	Kenaikan temperatur <i>hot-spot</i> pada saat muncul rugi-rugi berdasarkan fungsi waktu
$\Delta\theta_{h,i}$	Selisih kenaikan temperatur awal <i>hot-spot</i> terhadap <i>top-oil</i>
$\Delta\theta_{o,i}$	Kenaikan temperatur awal <i>top-oil</i> pada tangki
$\Delta\theta_{o,r}$	Kenaikan temperatur <i>top-oil</i> pada <i>rating</i> arus
τ_w	Konstanta waktu belitan
τ_o	Konstanta waktu temperatur rata-rata minyak
k_{11}, k_{21}, k_{22}	Konstanta model termal berdasarkan fungsi waktu

2.7 Standar Temperatur Beban Kerja Transformator

Perkiraan penyusutan usia kerja transformator dapat diperkirakan berdasarkan temperatur pada tangki transformator dan sistem isolasinya. Beban yang melebihi *rating* kerja transformator menghasilkan temperatur yang tinggi pada minyak isolasi yang digunakan sebagai sistem isolasinya.

Sehingga ada 4 jenis kondisi pembebanan yang dapat berpengaruh secara signifikan pada temperatur minyak isolasi, diantaranya adalah :

1. Pembebanan keadaan normal

Pembebanan dari kerja transformator secara kontinyu pada laju daya *output* saat operasi kerja transformator dibawah kondisi beban maksimum sesuai standar IEEE C57.12.00-1993.

2. Pembebanan diatas beban nominal

Pembebanan yang direncanakan melebihi nominal yang beban kerja transformator, sehingga menghasilkan temperatur yang tinggi hingga mencapai 120°C - 130°C dengan pertimbangan perhitungan penyusutan usia operasi kerja transformator daya.

3. Pembebanan darurat dengan rentang waktu lama

Pembebanan yang menyebabkan penyusutan yang berkepanjangan dari beberapa komponen sistem yang menyebabkan temperatur *hot-spot* konduktor dan minyak atas melebihi batas yang diijinkan untuk pembebanan transformator.

4. Pembebanan darurat dengan rentang waktu singkat

Pembebanan yang disebabkan karena satu atau lebih peristiwa gangguan pada sistem pembebanan normal dan menyebabkan temperatur *hot-spot* konduktor dan minyak bagian atas melebihi batas temperatur yang disarankan.

Standar kenaikan temperatur pada macam – macam pembebanan yang diijinkan pada operasi kerja transformator dijelaskan pada Tabel 2.4.

Tabel 2.4 Batas Kenaikan Temperatur Pembebanan Transformator

Standar Temperatur Trafo Daya	Pembebanan Kondisi Normal	Pembebanan Diatas Daya Nominal	Pembebanan Keadaan Darurat Jangka Panjang	Pembebanan Keadaan Darurat Jangka Pendek
<i>Hot-spot</i> Isolasi ($^{\circ}\text{C}$)	120	130	140	180
<i>Hot-spot</i> metal lain ($^{\circ}\text{C}$)	140	150	160	200
<i>Top-oil</i> ($^{\circ}\text{C}$)	105	110	110	110

Sumber : IEE Guide for Loading Mineral Oil-Immersed Transformers

2.8 Macam-Macam Pengujian Minyak Isolasi Transformator

Minyak isolasi yang mengalami oksidasi dan mengandung kontaminan akan menghasilkan asam yang jika bercampur dengan air dan suhu yang tinggi akan mengakibatkan proses hidrolisis. Terjadinya gangguan selama operasi kerja

transformator juga menyebabkan munculnya kontaminan dan perubahan kimia pada minyak isolasi.

Untuk mengetahui ada tidaknya kontaminan dan oksidasi didalam minyak, dilakukan pengujian kualitas minyak (karakteristik minyak) yang mencakup beberapa pengujian dengan metode uji mengacu pada standart IEC 60422. Beberapa jenis pengujian minyak isolasi berupa :

1. Kadar Air

Pengujian dilakukan untuk mengetahui seberapa besar kadar air yang terkandung pada minyak isolasi transformator akibat kenaikan temperatur selama operasi kerja transformator. Banyaknya kadar air dalam minyak dipengaruhi oleh suhu operasi transformator. Karena sistem isolasi didalam transformator terdiri dari 2 buah isolasi, yaitu minyak dan kertas dimana difusi air antara kedua isolasi tersebut dipengaruhi oleh suhu operasi transformator. untuk mendapatkan nilai referensi sehingga nantinya hasil pengujian dapat dibandingkan terhadap batasan pada standart IEC 60422, dan perlu dilakukan koreksi hasil pengujian kadar air terhadap suhu sampling, yaitu dengan mengalikan dengan faktor koreksi, seperti pada Persamaan 2.1 berikut :

$$f = 2,24e^{-0,04 \cdot ts} \quad (2.17)$$

Dimana f merupakan faktor koreksi dan ts merupakan suhu sampling minyak isolasi. Satuan pengujian ini adalah ppm (*part per million*).

2. Kadar Asam

Pengujian untuk mengetahui nilai kadar asam yang terkandung di minyak Minyak yang rusak akibat oksidasi akan menghasilkan senyawa asam yang akan menurunkan kualitas kertas isolasi pada tranformator dan menyebabkan proses korosi pada tembaga dan bagian transformator.

3. Tegangan Tembus (*Breakdown Voltage*)

Pengujian tegangan tembus dilakukan untuk mengetahui kemampuan minyak isolasi dalam menahan stress tegangan. minyak yang jernih dan kering akan menunjukkan nilai tegangan tembus yang tinggi.

4. Warna Minyak

Warna minyak isolasi transformator akan berubah seiring penuaan yang terjadi pada minyak dan dipengaruhi oleh material pengotor seperti karbon. Pengujian minyak dilakukan dengan tujuan untuk membandingkan warna minyak terpakai dengan warna minyak baru.

5. DGA (*Dissolved Gas Analysis*)

Pengujian untuk menganalisis gas dalam minyak transformator dengan mengambil sampel minyak transformator, kemudian gas terlarut pada minyak isolasi diekstraksi, dipisahkan, diidentifikasi dan ditentukan jumlah nilai kandungan gas terlarut.

Dengan metode DGA ini dapat diketahui jenis dan jumlah gas yang terbentuk akibat *Partial discharge* atau peluahan sebagian (menghasilkan gas H_2 dan CH_4), *Spark discharge* (menghasilkan gas H_2 dan C_2H_2), *Hot-spot* temperatur minyak (menghasilkan gas CH_4 , C_3H_6 , dan C_2H_4), Panas berlebih (melepaskan gas CO dan CO_2).

6. Sedimen

Pengujian sediment bertujuan untuk mengukur seberapa banyak zat pengotor terhadap minyak isolasi transformator, serta untuk membandingkan berat endapan yang tersaring dengan berat minyak yang diuji.

7. *Tangens Delta*

Pengujian dilakukan untuk mengetahui rugi-rugi dielektrik pada sistem isolasi. Pengujian dapat dilakukan secara *on-line*.

8. Furan (*Furfural*)

Pengujian furan dilakukan untuk memprediksi sisa usia operasional kerja transformator dengan menghitung hasil nilai gugus furan 2Fal (ppb) dari pengujian furan minyak.

9. *Partial Discharge*

Menguji kerusakan dan mendeteksi keberadaan kontaminan seperti partikel bebas, *floating components* atau komponen yang mengambang pada sistem isolasi minyak maupun kertas.

10. Purifikasi Minyak Transformator

Purifikasi minyak trafo merupakan proses pemurnian minyak trafo melalui alat yang disebut *Transformer Oil Purification Plant* dengan cara menghilangkan atau mengurangi kontaminasi berupa kontaminasi partikel, kandungan air dan gas. Proses purifikasi yaitu melalui tahapan filtrasi (penyaringan minyak), De-humidifikasi (penghilangan kelembaban), dan de-gasifikasi (penghilangan gas terlarut). Purifikasi dapat memperbaiki BDV yang rendah akibat kombinasi partikel dan kandungan air yang tinggi. Purifikasi minyak trafo dapat dilakukan secara *on-line* (ketika trafo sedang beroperasi), maupun ketika trafo dalam keadaan *off-line* (tidak beroperasi).

BAB 3

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Data Beban GI-Wonokromo 150/ 20 kV

Data beban yang digunakan untuk simulasi pemasangan PV dan analisa perhitungan temperatur *hot-spot* ditunjukkan pada Tabel 3.1.

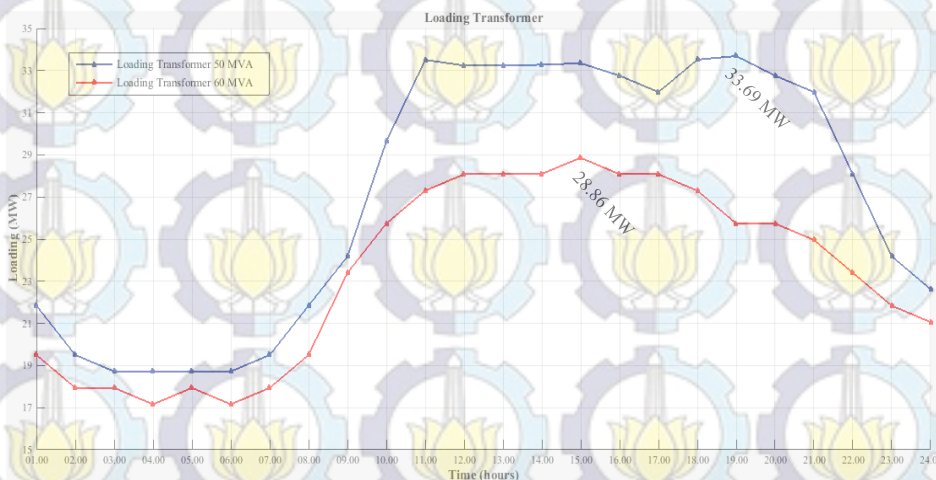
Tabel 3.1 Data Beban GI-Wonokromo Tanggal 16 Juli 2018

Jam (WIB)	Transformator 50 MVA		Transformator 60 MVA		θ_a (°C)
	Beban (MW)	$\theta_{o,i}$ (°C)	Beban (MW)	$\theta_{o,i}$ (°C)	
01:00	21.84	53	19.5	47	25
02:00	19.5	50	17.94	46	24
03:00	18.72	48	17.94	46	24
04:00	18.72	50	17.16	45	25
05:00	18.72	50	17.94	46	25
06:00	18.72	50	17.16	45	26
07:00	19.5	51	17.94	46	27
08:00	21.84	53	19.5	47	30
09:00	24.18	58	23.4	53	33
10:00	29.64	60	25.74	55	33
11:00	33.51	64	27.3	59	35
12:00	33.24	63	28.08	61	37
13:00	33.24	63	28.08	61	36
14:00	33.28	63	28.1	61	35
15:00	33.35	65	28.86	64	34
16:00	32.76	65	28.08	62	32
17:00	31.98	63	28.08	62	31
18:00	33.52	64	27.3	59	30
19:00	33.69	64	25.74	51	29
20:00	32.76	65	25.74	51	28
21:00	31.98	63	24.96	49	27
22:00	28.08	59	23.4	47	26
23:00	24.18	58	21.84	47	26
00:00	22.62	55	21.06	47	25

Tabel 3.1 merupakan data beban dan kenaikan temperatur awal minyak atas per jam sesuai perubahan beban selama 24 jam pada transformator 1 dan 2.

Pada studi ini membahas proses pengujian sistem pemasangan PV terhadap kenaikan temperatur minyak isolasi transformator pada kondisi pembebanan selama 24 jam, serta menjelaskan proses perhitungan temperatur

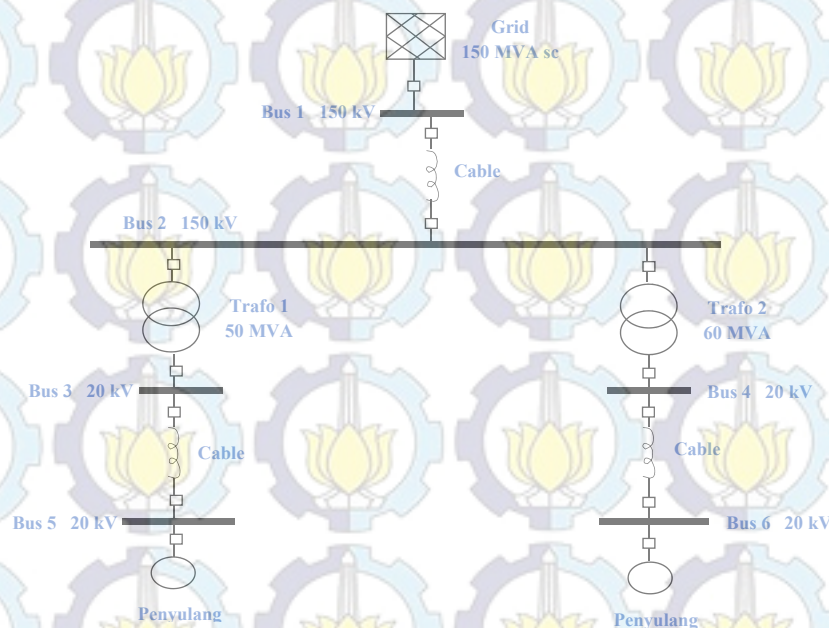
transformator yang meliputi minyak isolasi dan windings transformator berdasarkan data beban di GI-Wonokromo.



Gambar 3.1 Kurva Beban GI-Wonokromo Tanggal 16 Juli 2018

Gambar 3.1 menunjukkan pembebanan transformator pada kondisi normal terlihat bentuk kurva pembebanan selama 24 jam mencakup beban perumahan dan industri pada tanggal 16 Juli 2018. Pada transformator 1, beban puncak terjadi pada pukul 19.00 WIB, yaitu sebesar 33.69 MW. Pada transformator 2 beban puncak, terjadi pada pukul 15.00 WIB, yaitu sebesar 28.86 MW.

3.2 SLD GI-Wonokromo 150/ 20kV



Gambar 3.2 SLD GI-Wonokromo 150/ 20 kV

Gambar 3.2 diatas merupakan SLD GI-Wonokromo 150/ 20 kV dengan mengambil sampel kondisi pembebanan tanggal 16 Juli 2018, dengan 2 transformator berjenis PAUWELS masing – masing adalah 50 MVA yang menyuplai ke 13 penyulang dan 60 MVA yang menyuplai ke 4 penyulang.

Kondisi pembebanan yang dijadikan *sample* pada Gambar 3.2 adalah sampel beban pada pukul 06.00 WIB, dengan kondisi pembeban 18.72 MW dan 17.16 MW. Simulasi pemasangan PV sebagai DG dilakukan dengan menggunakan *software* ETAP.

3.3 Spesifikasi Transformator Daya

Pengujian sistem yang dilakukan pada penelitian ini menggunakan 2 jenis transformator yang digunakan di GI-Wonokromo 150/ 20 kV, yaitu transformator PAUWELS dengan kapasitas 50 MVA dan 60 MVA. Data spesifikasi transformator daya ditunjukkan pada Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Spesifikasi Transformator Daya GI-Wonokromo

Transformator 50 MVA		Transformator 60 MVA	
Klasifikasi	Spesifikasi	Klasifikasi	Spesifikasi
<i>No-load</i>	62.5 kW	<i>No-load</i>	75 kW
Tegangan Nominal	HV: 150 kV LV: 20 kV	Tegangan Nominal	HV: 150 kV LV: 20 kV
Arus Nominal	206/ 1443 A	Arus Nominal	231/ 1732 A
Kapasitas Trafo	3 fasa, 50Hz	Kapasitas Trafo	3 fasa, 50Hz
Impedansi	9.2 %	Impedansi	10.3 %
Tipe Inti Besi	Shell	Tipe Tipe Inti Besi	Shell Diala B
Jenis Pendingin	OFAF/ ONAN/ ONAF	Jenis Pendingin	ONAN/ ONAF
Standar Temperatur	<i>Avg. Top-oil</i> : 53 °C <i>avg. winding</i> : 58 °C	Standar Temperatur	<i>Avg. Top-oil</i> : 55 °C <i>avg. winding</i> : 60 °C

3.4 Metode Perhitungan Transformator Daya

3.4.1 Perhitungan Arus pada Transformator

Arus yang mengalir pada belitan transformator adalah sesuai dengan besar beban yang disuplai oleh transformator. dimana transformator memiliki arus

nominal saat beban penuh. Perhitungan arus pada sisi primer dan sekunder belitan pada transformator adalah sebagai berikut :

$$I_{FLA\ p} = \frac{S}{\sqrt{3} \times kV_p} \quad (3.1)$$

$$I_{FLA\ s} = \frac{S}{\sqrt{3} \times kV_s} \quad (3.2)$$

Dimana I_{FLA} merupakan arus pada *nameplate* transformator, yaitu arus saat beban penuh atau yang mengalir saat pembebanan 100%.

$$\% \text{ pembebanan} = \frac{P}{S} \times 100 \% \quad (3.3)$$

Sehingga arus yang mengalir saat kondisi berbeban adalah :

$$I_p = I_{FLA\ p} \times \% \text{ pembebanan} \quad (3.4)$$

$$I_s = I_{FLA\ s} \times \% \text{ pembebanan} \quad (3.5)$$

Pada simulasi ETAP dengan hasil perhitungan manual terdapat selisih yang disebabkan karena adanya $\%error$ perhitungan antara perhitungan manual dan pada *software*, yaitu sebesar :

$$\% \text{ error} = \frac{\Sigma \text{ nilai pada software} - \Sigma \text{ nilai perhitungan}}{\Sigma \text{ nilai perhitungan}} 100\% \quad (3.6)$$

3.4.2 Perhitungan Rugi-Rugi pada Transformator

Perhitungan rugi-rugi pada transformator juga ditentukan oleh resistansi dan arus yang mengalir pada belitan sisi primer dan sekunder. Seperti pada perhitungan dibawah ini :

$$Z_{base\ p\ (ohm)} = \frac{kV^2}{MVA} \quad (3.7)$$

$$Z_{base\ s\ (ohm)} = \frac{kV^2}{MVA} \quad (3.8)$$

$$R_{real\ p\ (ohm)} = R_{(pu)} \times Z_{base} \quad (3.9)$$

$$R_{real\ s\ (ohm)} = R_{(pu)} \times Z_{base} \quad (3.10)$$

Sehingga rugi tembaga (*copper loss*) pada transformator 1 sebesar :

$$P_{cu} = (I_p^2 \cdot R_p) + (I_s^2 \cdot R_s) \quad (3.11)$$

Rugi-rugi pada transformator juga dipengaruhi oleh rugi *eddy current* dan rugi histeresis. Sehingga rugi total transformator adalah:

$$P_{total} = P_{cu} + P_{EC} + P_h \quad (3.12)$$

3.5 Metode Perhitungan Temperatur Isolasi Minyak

3.5.1 Perhitungan Kenaikan Temperatur Belitan

Transformator daya dirancang untuk memiliki perbedaan antara temperatur *hot-spot* dan rata-rata konduktor. Hal ini akan mengakibatkan kenaikan temperatur belitan rata-rata kurang dari 80 °C, karena kenaikan *hot-spot* tertinggi mempunyai batasan temperatur hingga 110 °C.

Kenaikan temperatur *hot-spot* ditentukan oleh gradien (g_r) atau selisih antara temperatur rata-rata belitan ($\Delta\theta_w$) dan kenaikan minyak bagian atas (*top-oil*) pada tangki transformator pada saat awal. Berdasar pada standar IEC 0076, estimasi perhitungan temperatur *hot-spot* berdasarkan dengan fungsi waktu menggunakan perhitungan eksponensial yang disebut dengan ‘*Exponential Solution*’ sesuai parameter konstanta pada standar IEC 0076, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 3.3 berikut:

Tabel 3.3 Konstanta Ekponensial Temperatur *Hot-spot*

Simbol	Jenis Pendingin Minyak Isolasi Trafo			
	ONAN	ONAF	OF	OD
Oil exponent (x)	0.8	0.8	1.0	1.0
Winding exponent (y)	1.6	1.3	1.3	2.0
Constant (k_{11})	1.0	0.5	1.0	1.0
Constant (k_{21})	1.0	2.0	1.3	1.0
Constant (k_{22})	2.0	2.0	1.0	1.0
Time constant (τ_o)	180	150	90	90
Time constant (τ_w)	4	7	7	7

Sumber : IEE Guide for Loading Mineral Oil-Immersed Transformers

Perhitungan kenaikan temperatur belitan mempertimbangkan konstanta faktor koreksi untuk tembaga pada transformator adalah sebesar 235.

$$\Delta\theta_w = \frac{R_{2\text{-belitan}}}{R_{1\text{-belitan}}} (235 + \theta_a) - 235 \quad (3.13)$$

$$g_r = \Delta\theta_w - \Delta\theta_{o,i} \quad (3.14)$$

Dimana, R_1 belitan merupakan nilai resistansi transformator pada daya pengenal atau pada *nameplate*, dan R_2 belitan merupakan kenaikan nilai resistansi pada rugi-rugi nominal dengan pengukuran *shutdown test*. Sedangkan g_r merupakan gradien (selisih) antara temperatur rata-rata belitan ($\Delta\theta_w$) dan

kenaikan temperatur *top-oil* pada tangki transformator ($\Delta\theta_{o,i}$), dan θ_a merupakan temperatur lingkungan dimana transformator beroperasi.

3.5.2 Perhitungan Kenaikan Temperatur *Top-Oil*

Temperatur *top-oil* merupakan temperatur minyak bagian belitan atas pada tangki transformator. Perhitungan kenaikan *top-oil* ditentukan oleh faktor daya (K) dan rasio rugi-rugi beban (R) dengan memperhatikan tanpa beban transformator pada spesifikasi pabrikan transformator.

$$K = \frac{\text{Load at time-n}}{\text{Transformator rated load}} \quad (3.15)$$

$$R = \frac{\text{total load loss}}{\text{no-load TR}} \quad (3.16)$$

Kenaikan rata-rata temperatur *top-oil* $\theta_o(t)$ saat terjadi kenaikan beban, dengan memperhatikan jenis pendinginnya adalah ONAN, adalah ditunjukkan pada Pers.(3.17) dan (3.18).

$$\theta_o(t) = \Delta\theta_{o,i} + \left[\Delta\theta_{o,r} \left[\frac{1+R}{1+R} K^2 \right]^x - \Delta\theta_{o,i} \right] \left(1 - e^{\left(-\frac{t}{k_{11} \cdot \tau_o} \right)} \right) \quad (3.17)$$

$$\Delta\theta_h(t) = \Delta\theta_{h,i} + \left[H \cdot g_r \cdot K^y - \Delta\theta_{h,i} \right] k_{21} \left(1 - e^{\left(-\frac{t}{k_{22} \cdot \tau_w} \right)} \right) - (k_{21} - 1) \left(1 - e^{\left(-\frac{t}{\tau_o / k_{22}} \right)} \right) \quad (3.18)$$

$\Delta\theta_{h,i}$ merupakan kenaikan temperatur awal minyak terhadap *top-oil*, dengan k_{22} merupakan konstanta model termal berdasarkan perubahan waktu dengan nilai $k_{22}=2$ untuk tipe pendingin ONAN, τ_w merupakan konstanta waktu belitan dengan nilai $\tau_w = 4$, dan konstanta $x=0.8$ untuk transformator distribusi sesuai Tabel 3.3.

Kenaikan rata-rata temperatur *top-oil* $\theta_o(t)$ akhir setelah terjadi fluktuasi perubahan beban per jam, dapat dihitung dengan Pers. (3.19) berikut:

$$\theta_o(t) = \left[\Delta\theta_{o,r} \cdot \left[\frac{1+R}{1+R} K^2 \right]^x \right] + \left[\Delta\theta_{o,r} - \Delta\theta_{o,i} \cdot \left[\frac{1+R}{1+R} K^2 \right]^x \right] x \left(e^{\left(-\frac{t}{k_{11} \cdot \tau_o} \right)} \right) \quad (3.19)$$

$$\Delta\theta_h(t) = H \cdot g_r \cdot K^y \quad (3.20)$$

$\Delta\theta_{o,r}$ merupakan temperatur kenaikan *top-oil* pada *rated* arus atau pada daya pengenalan transformator. Sedangkan k_{11} merupakan konstanta model termal berdasarkan perubahan waktu dengan nilai $k_{11}=1$, dan τ_o merupakan konstanta waktu minyak dengan nilai $\tau_o = 180$.

3.5.3 Perhitungan Temperatur *Hot-Spot*

Kenaikan total temperatur *hot-spot* akhir berdasarkan pada fluktuasi perubahan beban terhadap waktu dipengaruhi oleh temperatur lingkungan, *top-minyak*, dan kenaikan awal *hot-spot* saat terjadi kenaikan dan penurunan beban. Dimana nilai beban akan menentukan besar arus yang mengalir pada konduktor dan belitan transformator, yang merupakan sumber panas utama pada operasi kerja transformator, sehingga dapat menyebabkan peningkatan pada temperatur *hot-spot*. Perhitungan *hot-spot* juga dengan mempertimbangkan faktor *hot-spot* untuk transformator distribusi $H=1.3$, dan konstanta eksponen belitan untuk tipe pendingin ONAN adalah $y=1.6$. Sehingga temperatur *hot-spot* adalah:

$$\begin{aligned}\theta_h(t) &= \theta_a + \theta_o(t) + \Delta\theta_h(t) \\ &= \theta_a + \theta_o(t) + H \cdot g_r \cdot K^y\end{aligned}\quad (3.21)$$

3.6 Pemasangan PV *Generator* pada *Software* ETAP

Sistem kelistrikan di GI-Wonokromo merupakan sistem distribusi radial 150/ 20 kV dan disuplai oleh transformator 50 MVA dan 60 MVA. Data – data untuk simulasi di ETAP berupa SLD GI-Wonokromo, dan data beban harian. Sehingga data yang digunakan untuk simulasi di ETAP juga berfluktuasi terhadap perubahan waktu per jam dan dilakukan secara manual.

Tabel 3.4 Injeksi PV pada Sistem Jaringan

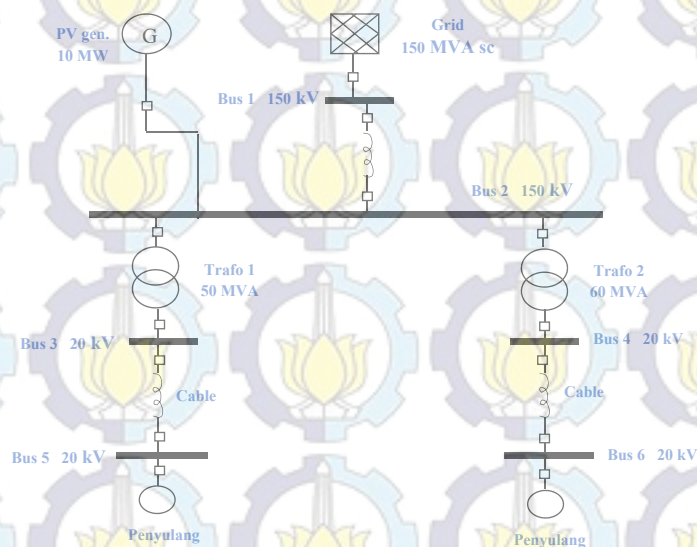
Jam (WIB)	Pembangkitan Daya PV		
	Penyulang Bus 5 (MW)	Penyulang Bus 5 (MVA)	Injeksi PV (MW)
06:00	18.72	19.10	1.68
07:00	19.5	19.90	5.03
08:00	21.84	22.29	8.38
09:00	24.18	24.67	11.73
10:00	29.64	30.24	15.08
11:00	33.51	34.19	16.09
12:00	33.24	33.92	16.76
13:00	33.24	33.92	16.09
14:00	33.28	33.96	15.08
15:00	33.41	34.09	11.73
16:00	32.76	33.43	8.38
17:00	31.98	32.63	5.03
18.00	33.52	34.20	1.68

Pada Tabel 3.4 merupakan data injeksi daya PV. daya pembangkitan PV hanya dilakukan pada jam – jam tertentu ketika mulai terjadi kenaikan beban hingga beban puncak. Injeksi PV hanya bekerja ketika mulai terbit matahari hingga petang dan PV ditempatkan pada sisi tegangan rendah (LV) transformator 20 kV, dengan mempertimbangkan dan menentukan faktor penetrasi PV dari total beban keseluruhan pada sistem jaringan.

Pada tanggal 16 Juli 2018 kenaikan beban mulai terjadi mulai pukul 06.00 hingga 18.00 WIB. Pada kasus ini, injeksi daya PV adalah berdasarkan pada profil PV dan penetrasi PV, yaitu sebesar 5%, 15%, 25%,... (dari beban puncak bus yang diinjeksi DG pada sistem jaringan) dengan rentang kenaikan 10%. Pada penelitian ini, beban harian adalah mencakup perumahan dan industri.

3.6.1 Pemasangan PV pada Bus Jaringan

Peningkatan *self-consumption* biasanya terjadi pada beban rumah tangga (*residential*) yang akan menghasilkan daya listrik paling besar, utamanya pada siang dan malam hari. Salah satu cara adalah dengan injeksi PV untuk memberi suplai daya listrik yang berlebih dan untuk mereduksi besar rugi-rugi pada sistem jaringan distribusi. Berdasar pada kurva profil PV dan beban harian yang ideal memiliki satu kondisi beban puncak pada tengah hari atau pada malam hari. Sehingga PV berperan besar untuk membatasi permintaan beban yang tinggi pada jam – jam tertentu.



Gambar 3.3 Pemasangan DG di Bus 5

Instalasi pemasangan PV berbasis sistem DG pada jaringan distribusi dilakukan pada bus 5. Bus 5 merupakan bus yang terkoneksi dengan transformator 1 (50 MVA) dan terkoneksi pada 13 penyulang dengan kapasitas suplai daya listrik lebih besar, sehingga arus dan rugi-rugi pada transformator 1 maupun pada sistem jaringan distribusi yang dihasilkan juga lebih besar sesuai dengan kapasitas daya listrik konsumen dibandingkan pada kapasitas pembebanan transformator 2 (60 MVA), seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.3 diatas.

Gambar 3.3 merupakan pemasangan DG dengan penentuan kapasitas suplai daya DG pada ETAP. Gambar diatas merupakan contoh pembebanan pada pukul 06.00 WIB dengan kapasitas beban puncak 33.52 MW, sehingga kapasitas daya pada pemasangan DG pada pukul 06.00 adalah 1.68 MW yang merupakan 5% dari 33.52 MW. Simulasi untuk menampilkan *single line diagram* GI-Wonokromo dengan pemasangan DG dilakukan menggunakan ETAP dan dilakukan secara manual sesuai dengan kapasitas perubahan beban tiap jam dari mulai pukul 06.00 hingga 18.00 WIB.

3.7 Metode Pemanasan Minyak Isolasi

Proses pertama sebelum pengujian BDV adalah pemanasan atau proses *oven* minyak di Lab. minyak transformator – PT. PLN TJBTB Surabaya. Pemanasan minyak dilakukan untuk mereduksi kadar air yang terkandung dalam minyak isolasi, sehingga menghasilkan nilai BDV yang maksimal. Pemanasan minyak isolasi juga dilakukan untuk mengetahui *gas content* pada minyak dengan uji *Dissolved Gas Analysis* (DGA).



Gambar 3.4 Sampel Minyak Isolasi Transformator

Parameter temperatur untuk pemasanan minyak dilakukan setelah mendapatkan nilai temperatur *hot-spot* dari perhitungan, dengan parameter temperatur *hot-spot* terendah dan tertinggi berdasarkan perubahan beban, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 3.5.

Tabel 3.5 Temperatur Pemanasan Uji Minyak

No.	Temperatur Uji	Deskripsi Pemanasan
1	<i>Hot-spot</i> terendah <i>Hot-spot</i> tertinggi	Pemanasan minyak pada oven dilakukan dengan rentang perubahan per 1 jam (dalam sehari) selama 1 minggu
2	<i>Hot-spot</i> terendah <i>Hot-spot</i> tertinggi	Pemanasan minyak pada oven dilakukan dengan rentang perubahan per 3 jam (dalam sehari) selama 1 minggu
3	<i>Hot-spot</i> terendah <i>Hot-spot</i> tertinggi	Pemanasan minyak pada oven dilakukan dengan rentang perubahan per 5 jam (dalam sehari) selama 1 minggu

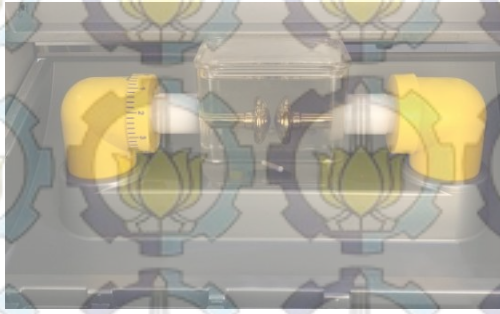
3.8 Metode Pengujian BDV (*Breakdown Voltage*) Minyak Isolasi

Pengujian tegangan tembus atau yang biasa disebut BDV (*Breakdown Voltage*) dilakukan untuk mengetahui karakteristik minyak isolasi dan keberadaan kontaminan seperti kadar air dan partikel pada minyak isolasi. Pengujian BDV biasanya dilakukan hingga 6 kali pengujian per minyak untuk mendapatkan nilai rata – rata BDV yang maksimal.

Tabel 3.6 Parameter Pengujian BDV Minyak Isolasi

No.	Parameter Pengujian	Keterangan
1	Jenis minyak isolasi	Nynas
2	<i>Volume</i> sampel minyak	± 450 ml
3	Jarak sela elektroda	2.5 mm; jenis elektroda <i>mushroom</i>
4	Tegangan uji	100 kV – AC
5	Tegangan sumber	220 V – AC
6	Temperatur ruang	30 °C

Tabel 3.6 merupakan parameter uji pada alat uji BDV. Minyak isolasi dengan nilai BDV rendah, mengindikasikan adanya kontaminan pada minyak. Sedangkan, minyak isolasi dengan nilai BDV tinggi, mengindikasikan tingginya kekuatan dielektrik minyak isolasi. Semakin tinggi nilai BDV, maka kualitas minyak juga semakin baik.



Gambar 3.5 Alat Uji BDV (*Breakdown Voltage*)

Gambar 3.5 merupakan alat yang digunakan untuk melakukan pengujian tegangan tembus yang mengacu pada standart IEC 60156. Alat Uji BDV ini menggunakan dua elektroda berjarak sela 2,5 mm dengan bentuk bulat seperti jamur kancing (*mushroom*), yang merupakan standar untuk pengujian BDV di PT. PLN (Persero).

3.8.1 Proses Pengujian BDV (*Breakdown Voltage*)

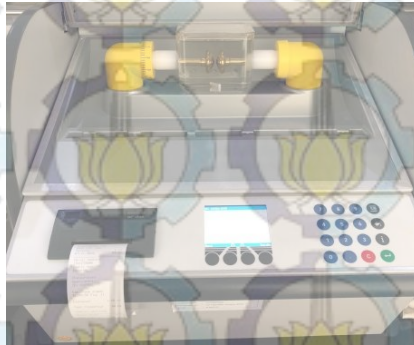
Tahapan untuk melakukan uji BDV mengacu pada standar IEC 60156 dan sesuai pada standar uji di PT.PLN (Persero) dijelaskan sebagai berikut :

1. Minyak dipanaskan atau di oven dengan temperatur yang sudah ditentukan dengan temperatur yang fluktuatif selama 7 hari, dengan *volume* minyak ± 450 ml.



Gambar 3.6 Proses Pemanasan Minyak

2. Minyak yang sudah dilakukan pemanasan, dituang pada alat uji BDV, dengan memasukkan *stirrer* (pengaduk) yang mengandung bahan magnetik untuk mengaduk minyak selama injeksi tegangan uji hingga 100 kV AC pada uji BDV, seperti pada Gambar 3.7.

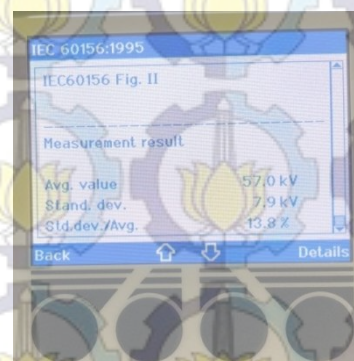


Gambar 3.7 Pengujian Minyak pada Alat Uji BDV

3. Setelah minyak dituang pada tabung alat uji BDV, selanjutnya dilakukan pemasangan *grounding*, agar tidak terjadi hal – hal membahayakan sekitar jika terjadi kegagalan atau arus bocor saat pengujian minyak.
4. Pengaturan pada layar alat uji BDV, seperti temeperatur, tegangan uji maksimum, tipe minyak, jarak sela elektroda, dan jenis *strirrer* (pengaduk). Pengujian minyak dilakukan selama 6 kali untuk mendapatkan nilai rata – rata BDV yang maksimal dari 6 kali uji BDV.
5. Saat mulai pengujian, minyak pada alat uji BDV diinjeksi mulai dari tegangan 0 sampai 100 kV AC (*starting time*: 2 menit), hingga muncul *arching* pada minyak isolasi yang menandakan titik terjadinya tegangan tembus dari minyak.
6. Hasil nilai BDV yang muncul akan di *record* di tiap pengujian hingga 6 kali uji untuk mendapatkan nilai maksimal dari rata-rata pengujian BDV, seperti pada Gambar 3.8.



Gambar 3.8.1 Hasil Nilai Uji BDV



Gambar 3.8.2 Nilai Uji BDV pada Layar

Sistem kerja alat uji BDV untuk pengujian adalah tegangan jala – jala 220 V AC dengan frekuensi 60 Hz dihubungkan pada regulator tegangan untuk mengatur tegangan. Tegangan di sisi sekunder (tegangan tinggi) transformator pada alat uji tegangan tembus merupakan hasil tegangan yang telah dinaikkan dengan perbandingan sisi primer dan sisi sekunder. Sehingga jika pada sisi primer transformator uji dinaikkan, maka pada sisi sekunder akan mengalami peningkatan tegangan.

Tegangan tembus pada minyak transformator diperoleh dengan menaikkan tegangan dari 0 kV hingga 100 kV AC hingga muncul *arching*, yang menandakan munculnya tegangan tembus (*breakdown voltage*).

Standar hasil batas kelayakan nilai BDV minyak isolasi yang sudah ditentukan oleh PT.PLN (Persero), ditunjukkan pada Tabel 3.7.

Tabel 3.7 Standar Batas Kelayakan BDV Minyak

Standar Batas Kondisi BDV Minyak		
Sangat Layak	Kurang Layak	Tidak Layak
> 50 kV	40 – 50 kV	< 40 kV

Tabel 3.7 merupakan nilai batas untuk mengetahui kondisi tegangan tembus. Jika nilai tegangan tembus berada < 40 kV, maka minyak isolasi dapat dikatakan tidak layak untuk digunakan sebagai bahan isolasi. Sehingga harus dilakukan purifikasi (proses pemurnian minyak isolasi). Sedangkan kekuatan isolator minyak dikatakan bagus jika nilai tegangan tembus berada pada rentang nilai > 50 kV.

Jika nilai BDV yang dihasilkan hingga < 20 kV, dan warna minyak isolasi hingga menunjukkan warna gelap dan kekentalan minyak yang tinggi, maka minyak perlu dilakukan purifikasi minyak. Purifikasi merupakan proses pemurnian minyak ketika kondisi minyak sudah dalam keadaan buruk, dengan tujuan adalah untuk mendapatkan nilai BDV yang maksimal.



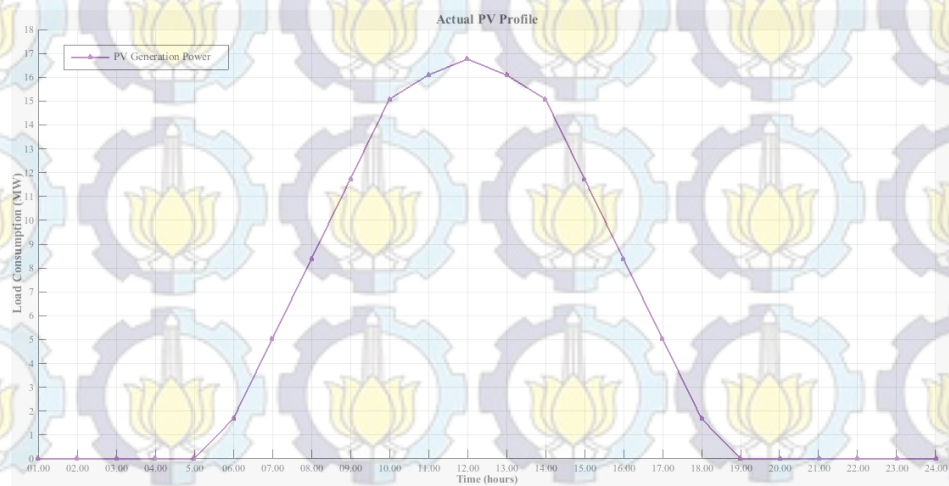
Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 4

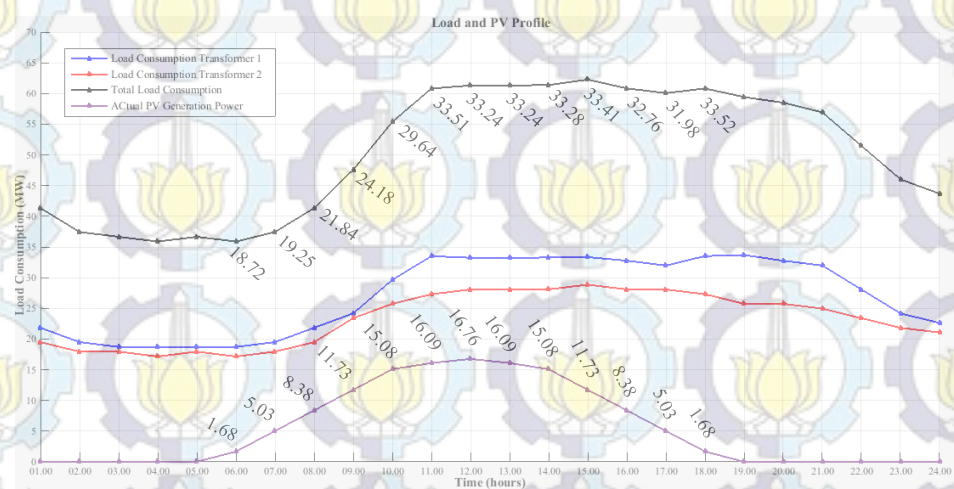
HASIL DAN ANALISA

4.1 Instalasi Pemasangan PV Berdasarkan Profil Beban dan PV

Pada penelitian ini, simulasi aliran daya dengan pemasangan PV berbasis sistem DG dilakukan dengan menentukan penetrasi DG sesuai dengan total keseluruhan konsumsi daya listrik pelanggan (*load consumption*), dimana beban maksimal total pada sistem jaringan adalah sebesar $P_{load\ max} = 62.27\ MW$. Kurva injeksi daya PV ditunjukkan pada gambar berikut:



Gambar 4.1 Kurva Aktual Pembangkitan Daya PV



Gambar 4.2 Kurva Aktual Profil PV terhadap Konsumsi Daya Harian

Gambar 4.1 dan 4.2 merupakan bentuk kurva profil injeksi daya PV berdasarkan pertimbangan penetrasi PV pada kondisi aktual terhadap perubahan atau fluktuasi beban harian yang meliputi beban perumahan dan industri dari sistem distribusi GI-Wonokromo 150/ 20 kV. Pembangkitan daya PV atau daya pembangkitan PV hanya dilakukan pada jam – jam tertentu ketika mulai terjadi kenaikan beban hingga beban puncak. Pada penelitian ini, injeksi daya PV dilakukan mulai pukul 06.00 hingga 18.00 WIB dan dilakukan berdasarkan pada profil PV dan penetrasi PV, yaitu sebesar 5%, 15%, 25%,... (dari beban puncak bus 5 yang diinjeksi DG pada sistem jaringan) dengan rentang kenaikan 10% sesuai dengan perubahan beban.

4.2 Hasil Pengujian Sistem pada Simulasi ETAP

Tabel 4.1 Data Hasil Pengujian Sistem Normal

Jam (WIB)	Transformator 50 MVA			Transformator 60 MVA		
	Beban (MW)	Arus (A)	Losses (MW)	Beban (MW)	Arus (A)	Losses (MW)
01:00	21.84	741	0.399	19.5	659.9	0.399
02:00	19.5	660.6	0.326	17.94	606.7	0.326
03:00	18.72	633.8	0.312	17.94	606.7	0.312
04:00	18.72	633.8	0.299	17.16	579.9	0.299
05:00	18.72	633.8	0.312	17.94	606.7	0.312
06:00	18.72	633.8	0.299	17.16	579.9	0.299
07:00	19.5	661.6	0.327	17.94	606.7	0.327
08:00	21.84	741	0.399	19.5	659.9	0.399
09:00	24.18	823	0.531	23.4	794.8	0.531
10:00	29.64	1014	0.730	25.74	875.3	0.730
11:00	33.51	1150.9	0.888	27.3	930.5	0.888
12:00	33.24	1139.3	0.900	28.08	957.8	0.900
13:00	33.24	1139.3	0.900	28.08	957.8	0.900
14:00	33.28	1140.9	0.900	28.1	958.5	0.900
15:00	33.35	1146.4	0.926	28.86	985.1	0.926
16:00	32.76	1122.6	0.883	28.08	957.8	0.883
17:00	31.98	1095.5	0.858	28.08	957.8	0.858
18:00	33.52	1150.9	0.888	27.3	930.5	0.888
19:00	33.69	1153.8	0.851	25.74	876.2	0.851
20:00	32.76	1123.2	0.823	25.74	876.2	0.823
21:00	31.98	1095.5	0.779	24.96	849	0.779
22:00	28.08	957.8	0.629	23.4	794.8	0.629
23:00	24.18	823	0.497	21.84	741	0.497
00:00	22.62	758.5	0.435	21.06	705.7	0.435

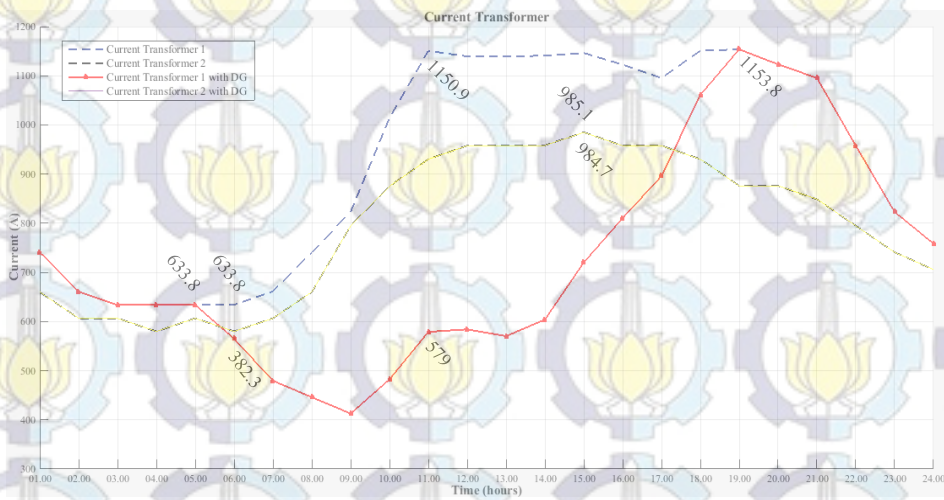
Tabel 4.2 Data Hasil Pengujian Sistem dengan Injeksi DG

Jam (WIB)	Transformator 50 MVA			Transformator 60 MVA		
	Beban (MW)	Arus (A)	Losses (MW)	Beban (MW)	Arus (A)	Losses (MW)
01:00	21.84	741	0.399	19.5	659.9	0.399
02:00	19.5	660.6	0.326	17.94	606.7	0.326
03:00	18.72	633.8	0.312	17.94	606.7	0.312
04:00	18.72	633.8	0.299	17.16	579.9	0.299
05:00	18.72	633.8	0.312	17.94	606.7	0.312
06:00	18.72	565.1	0.265	17.16	579.8	0.265
07:00	19.5	479.6	0.242	17.94	606.6	0.242
08:00	21.84	446.1	0.256	19.5	660.2	0.256
09:00	24.18	412.8	0.323	23.4	794.7	0.323
10:00	29.64	482.3	0.400	25.74	875.1	0.400
11:00	33.51	579	0.484	27.3	930.1	0.484
12:00	33.24	584.1	0.490	28.08	957.4	0.490
13:00	33.24	570.3	0.501	28.08	957.6	0.501
14:00	33.28	604	0.517	28.1	958.1	0.517
15:00	33.35	720.1	0.601	28.86	984.7	0.601
16:00	32.76	810.3	0.636	28.08	957.5	0.636
17:00	31.98	896.1	0.696	28.08	957.5	0.696
18:00	33.52	1061.1	0.807	27.3	930.3	0.807
19:00	33.69	1153.8	0.851	25.74	876.2	0.851
20:00	32.76	1123.2	0.823	25.74	876.2	0.823
21:00	31.98	1095.5	0.779	24.96	849	0.779
22:00	28.08	957.8	0.629	23.4	794.8	0.629
23:00	24.18	823	0.497	21.84	741	0.497
00:00	22.62	758.5	0.435	21.06	705.7	0.435

Tabel 4.1 dan Tabel 4.2 merupakan data hasil aliran daya pada keadaan sistem normal tanpa injeksi daya PV dan pada sistem setelah injeksi PV dengan ETAP untuk mengidentifikasi arus yang mengalir pada transformator dan rugi-rugi pada transformator maupun pada sistem jaringan sebagai parameter untuk menentukan perhitungan temperatur *hot-spot* minyak isolasi. Pengujian simulasi sistem dilakukan sesuai dengan *single line diagram* GI-Wonokromo sebelum dan setelah pemasangan DG.

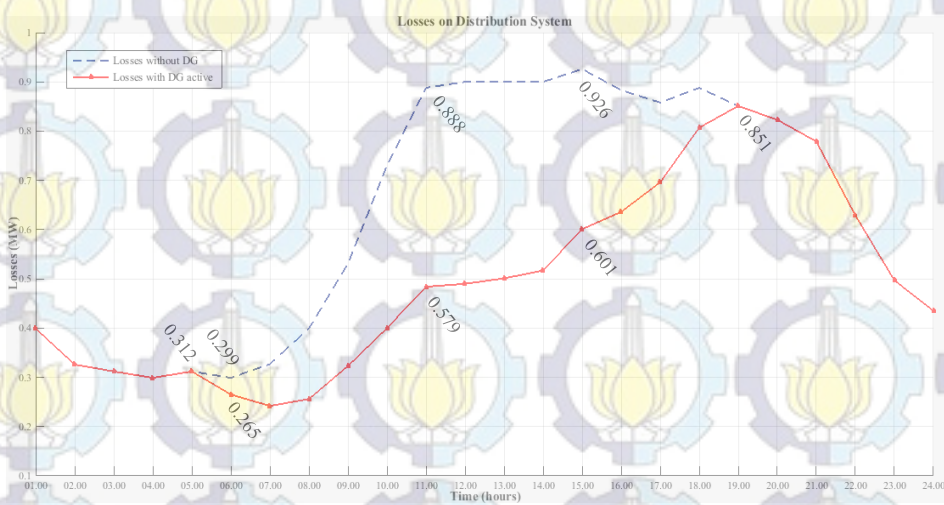
4.2.1 Hasil Arus Transformator dan Rugi-Rugi pada Sistem Jaringan

Arus trafo dan rugi-rugi yang dihasilkan sebanding dengan besar beban pada sistem jaringan. Semakin besar beban, maka semakin besar arus dan rugi-rugi pada sistem jaringan. Seperti pada Tabel 4.3 diatas dan Gambar 4.3 berikut:



Gambar 4.3 Kurva Arus Transformator Setelah Injeksi DG

Gambar 4.3 menunjukkan hasil kurva perbandingan arus transformator sebelum dan setelah injeksi DG terhadap beban per jam pada simulasi ETAP. Dimana terjadi penurunan arus setelah injeksi daya DG. Aliran arus terbesar pada transformator 1 pada pukul 11.00 WIB sebelum injeksi DG adalah sebesar 1150.9 A dan setelah injeksi DG terjadi penurunan hingga 50% menjadi 579 A. Sedangkan pada transformator 2 sebelum injeksi DG adalah 985.1 A, dan hampir sama dengan nilai arus setelah injeksi DG, yaitu sebesar 984.7 A. Hal ini disebabkan karena injeksi DG dengan pemasangan PV hanya dilakukan pada bus 5, yaitu bus yang terhubung oleh transformator 1.



Gambar 4.4 Kurva Rugi-Rugi Sistem Jaringan Setelah Injeksi DG

Gambar 4.4 merupakan penurunan rugi-rugi pada sistem jaringan setelah injeksi daya DG. Prosentase penurunan rugi-rugi terbesar setelah pemasangan DG pada bus 5, yaitu pada sisi sekunder transformator 1 adalah sebesar 30%. Rugi-rugi terbesar total keseluruhan sistem sebelum injeksi DG adalah 0.926 MW dengan beban total terbesar pada sistem jaringan adalah 62.27 MW, yaitu pada pukul 15.00 WIB. Setelah pemasangan DG pada sistem jaringan, rugi-rugi beban total terbesar pada pukul 15.00 WIB adalah menjadi 0.601 MW. Pada Gambar 4.3 diatas terlihat dimana pada saat sebelum dan setelah injeksi DG, arus pada transformator 2 tidak menghasilkan perubahan nilai arus yang signifikan, karena injeksi DG hanya dilakukan pada bus transformator 1. Pada gambar diatas juga terlihat bahwa setelah DG di non-aktifkan pada pukul 19.00, terjadi kenaikan arus dan *losses*, yaitu arus sebesar $I_{TRI} = 1158.3$ A, dan rugi-rugi $P_{loss} = 0.851$ MW.

Hal ini disebabkan karena pemasangan DG hanya dilakukan pada bus transformator 1, karena kapasitas pembebanan transformator 1 pada Tanggal 16 Juli 2018 jauh lebih besar dibandingkan pada transformator 2. Sehingga arus dan rugi-rugi yang dihasilkan pada sistem jaringan juga lebih besar pada transformator 1.

4.3 Hasil Perhitungan pada Transformator

4.3.1 Hasil Perhitungan Arus pada Transformator

Perhitungan arus pada sisi primer dan sekunder belitan pada transformator 1 dengan kapasitas $S = 50$ MVA, yaitu :

$$I_{FLA p} = \frac{S}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{50000}{\sqrt{3} \times 150000} = 192.45 \text{ A} \quad (4.1)$$

$$I_{FLA s} = \frac{S}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{50000}{\sqrt{3} \times 20000} = 1443.37 \text{ A} \quad (4.2)$$

Perhitungan arus pada Pers. (4.1) dan (4.2) diatas merupakan arus beban penuh (I_{FL}) yang merupakan arus yang mengalir saat pembebanan 100%. Sehingga jika pada transformator 1 kondisi pembebanan sebesar $P = 21.84$ MW pada pukul 01.00 WIB, maka arus yang mengalir pada transformator :

$$\begin{aligned} \% \text{ pembebanan} &= \frac{P}{S} \times 100 \% \\ &= \frac{21840}{50000} \times 100 \% = 44\% \end{aligned} \quad (4.3)$$

Sehingga dapat dihitung arus yang mengalir pada sisi primer dan sekunder belitan saat kondisi pembebanan 44% pada transformator 1 adalah :

$$I_p = I_{FLA\ p} \times \% \text{ pembebanan} \quad (4.4)$$

$$= 192.45 \times 44\% = 84.68 \text{ A}$$

$$I_s = I_{FLA\ s} \times \% \text{ pembebanan} \quad (4.5)$$

$$= 1443.37 \times 44\% = 635.08 \text{ A}$$

Jika hasil pada simulasi ETAP, arus yang mengalir pada sisi primer adalah sebesar 87.2 A, dan pada sisi sekunder sebesar 635.08 A. Hal ini disebabkan karena adanya %error perhitungan antara perhitungan manual dan pada *software*, yaitu sebesar :

$$\% \text{ error} = \frac{\Sigma \text{ nilai pada software} - \Sigma \text{ nilai perhitungan}}{\Sigma \text{ nilai perhitungan}} 100\% \quad (4.6)$$

$$= \frac{87.2 - 84.68}{84.68} 100\% = 2.97\%$$

Sedangkan perhitungan arus pada sisi primer dan sekunder belitan pada transformator 2 dengan kapasitas $S = 60 \text{ MVA}$, yaitu :

$$I_{FLA\ p} = \frac{S}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{60000}{\sqrt{3} \times 150000} = 230.9 \text{ A} \quad (4.7)$$

$$I_{FLA\ s} = \frac{S}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{60000}{\sqrt{3} \times 20000} = 1732.05 \text{ A} \quad (4.8)$$

Perhitungan arus pada Pers. (4.7) dan (4.8) diatas merupakan arus beban penuh (I_{FL}) yang merupakan arus yang mengalir saat pembebanan 100%. Sehingga jika pada transformator 2 kondisi pembebanan sebesar $P = 19.5 \text{ MW}$ pada pukul 01.00 WIB, maka arus yang mengalir pada transformator :

$$\% \text{ pembebanan} = \frac{P}{S} \times 100\% \quad (4.9)$$

$$= \frac{19500}{60000} \times 100\% = 32.5\%$$

Sehingga dapat dihitung arus yang mengalir pada sisi primer dan sekunder belitan saat kondisi pembebanan 44% pada transformator 2 adalah :

$$I_p = I_{FLA\ p} \times \% \text{ pembebanan} \quad (4.10)$$

$$= 230.9 \times 32.5\% = 75.04 \text{ A}$$

$$I_s = I_{FLA\ s} \times \% \text{ pembebanan} \quad (4.11)$$

$$= 1732.05 \times 32.5\% = 562.92 \text{ A}$$

Jika hasil pada simulasi ETAP, arus yang mengalir pada sisi primer adalah sebesar 77.6 A, dan pada sisi sekunder sebesar 582.3 A. Hal ini disebabkan karena adanya %error perhitungan antara perhitungan manual dan pada *software*, yaitu sebesar :

$$\begin{aligned}\% \text{ error} &= \frac{\Sigma \text{ nilai pada software} - \Sigma \text{ nilai perhitungan}}{\Sigma \text{ nilai perhitungan}} 100\% \\ &= \frac{77.6 - 75.04}{75.04} 100\% = 3.4\%\end{aligned}\quad (4.12)$$

4.3.2 Hasil Perhitungan Rugi-Rugi pada Transformator

Perhitungan rugi-rugi pada transformator juga ditentukan oleh resistansi dan arus yang mengalir pada belitan sisi primer dan sekunder. Seperti pada perhitungan untuk transformator 1 (50 MVA) dibawah ini:

$$Z_{base\ p\ (ohm)} = \frac{kV^2}{MVA} = \frac{150^2}{50} = 450\ \Omega \quad (4.13)$$

$$Z_{base\ s\ (ohm)} = \frac{kV^2}{MVA} = \frac{20^2}{50} = 8\ \Omega \quad (4.14)$$

$$\begin{aligned}R_{real\ p\ (ohm)} &= R_{(pu)} \times Z_{base} \\ &= 0.00305 \times 450 = 1.3725\ \Omega\end{aligned}\quad (4.15)$$

$$\begin{aligned}R_{real\ s\ (ohm)} &= R_{(pu)} \times Z_{base} \\ &= 0.00305 \times 8 = 0.0244\ \Omega\end{aligned}\quad (4.16)$$

Sehingga rugi tembaga (*copper loss*) pada transformator 1 sebesar :

$$\begin{aligned}P_{cu} &= (84.68^2 \cdot 1.3725) + (635.08^2 \cdot 0.0244) \\ &= 98417\ W + 9841.2\ W = 19.68\ kW\end{aligned}\quad (4.17)$$

Pada simulasi ETAP, rugi-rugi total pada transformator juga dipengaruhi oleh rugi *eddy current* dan rugi histeresis.

$$P_{total} = P_{cu} + P_{EC} + P_h = P_{cu} + P_{core} \quad (4.18)$$

$$31\ kW = 19.68 + P_{core}$$

$$P_{core} = 31 - 19.68 = 11.32\ kW$$

Pada simulasi ETAP, rugi-rugi total yang dihasilkan pada transformator 1 sebelum pemasangan DG adalah sebesar 31 kW. Sehingga dapat diketahui bahwa pada transformer 1, *copper loss* $P_{cu} = 19.68\ kW$ dan *core loss* $P_{cu} = 11.32\ kW$.

Sedangkan perhitungan rugi-rugi pada transformator 2 adalah Seperti pada perhitungan untuk transformator 2 (60 MVA) dibawah ini:

$$Z_{base\ p\ (ohm)} = \frac{kV^2}{MVA} = \frac{150^2}{60} = 375\ \Omega \quad (4.19)$$

$$Z_{base\ s\ (ohm)} = \frac{kV^2}{MVA} = \frac{20^2}{60} = 6.67\ \Omega \quad (4.20)$$

$$R_{real\ p\ (ohm)} = R_{(pu)} \times Z_{base} = 0.00339 \times 375 = 1.27125\ \Omega \quad (4.21)$$

$$R_{real\ s\ (ohm)} = R_{(pu)} \times Z_{base} = 0.00339 \times 6.67 = 0.0226\ \Omega \quad (4.22)$$

Sehingga rugi tembaga (*copper loss*) pada transformator 1 sebesar :

$$P_{cu} = (75.04^2 \cdot 1.27125) + (562.92^2 \cdot 0.0226) = 7158.41\ W + 7161.46\ W = 14.32\ kW \quad (4.23)$$

Pada simulasi ETAP, rugi-rugi total pada transformator juga dipengaruhi oleh rugi *eddy current* dan rugi histeresis.

$$P_{total} = P_{cu} + P_{EC} + P_h = P_{cu} + P_{core} \quad (4.24)$$

$$23\ kW = 14.32 + P_{core}$$

$$P_{core} = 23 - 14.32 = 8.68\ kW$$

Pada simulasi ETAP, rugi-rugi total yang dihasilkan pada transformator 2 sebelum pemasangan DG adalah sebesar 23 kW. Sehingga dapat diketahui bahwa pada transformator 1, *losses* tembaga $P_{cu} = 14.32\ kW$ dan $P_{cu} = 8.68\ kW$. Rugi-rugi pada transformator 2 jauh lebih kecil dari transformator 1, karena pembebanan transformator pada transformator 2 jauh lebih kecil.

4.4 Hasil Perhitungan Kenaikan Temperatur

4.4.1 Hasil Perhitungan Kenaikan Temperatur Belitan

Kenaikan temperatur *hot-spot* ditentukan oleh gradien (g_r) atau selisih antara temperatur rata-rata belitan ($\Delta\theta_w$), temperatur lingkungan, dan kenaikan minyak bagian atas (*top-oil*) pada tangki transformator pada saat awal dari kenaikan beban sesuai dengan perubahan beban di tiap jam.

Perhitungan kenaikan temperatur juga membutuhkan data resistansi pada daya pengenalan transformator ($R_1 = 1.3969\ \Omega$) dan kenaikan resistansi saat kondisi berbeban sesuai pengukuran *shutdown test* ($R_2 = 1.5725\ \Omega$), dengan mempertimbangkan konstanta faktor koreksi untuk tembaga sebesar 235 pada transformator 1 (50 MVA).

$$\Delta\theta_w = \frac{R_2 - \text{belitan}}{R_1 - \text{belitan}} (235 + \theta_a) - 235 \quad (4.25)$$

$$= \frac{1.5725}{1.3969} (235 + 25) - 235 = 57.12 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$g_r = \Delta\theta_w - \Delta\theta_{o,i} \quad (4.26)$$

$$= 57.12 - 53 = 4.12$$

Sedangkan pada transformator 2 (60 MVA) dibutuhkan data resistansi pada daya pengenalan transformator ($R_1=1.2939 \text{ } \Omega$) dan kenaikan resistansi saat kondisi berbeban sesuai pengukuran *shutdown test* ($R_2=1.5042 \text{ } \Omega$).

$$\Delta\theta_w = \frac{R_2 - \text{belitan}}{R_1 - \text{belitan}} (235 + \theta_a) - 235 \quad (4.27)$$

$$= \frac{1.5042}{1.2939} (235 + 25) - 235 = 47.18 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$g_r = \Delta\theta_w - \Delta\theta_{o,i} \quad (4.28)$$

$$= 47.18 - 47 = 0.2$$

4.4.2 Hasil Perhitungan Kenaikan Temperatur *Top-Oil*

Perhitungan kenaikan *top-oil* ditentukan oleh faktor daya (K) dan rasio rugi-rugi beban (R) dengan memperhatikan kondisi tanpa beban transformator pada spesifikasi pabrik transformator 1 (50 MVA) seperti pada Tabel 3.3.

$$K = \frac{\text{Load at time-}n}{\text{Transformator rated load}} \quad (4.29)$$

$$= \frac{21840}{50000} = 0.4368$$

$$R = \frac{\text{total load loss}}{\text{no-load TR}} \quad (4.30)$$

$$= \frac{399000}{62500} = 6.384$$

Kenaikan rata-rata temperatur *top-oil* $\theta_o(t)$ saat terjadi kenaikan beban, dengan memperhatikan jenis pendinginnya adalah ONAN. Sehingga konstanta $x=0.8$ untuk transformator distribusi sesuai Tabel 3.3.

$$\theta_o(t) = \Delta\theta_{o,i} + \left[\Delta\theta_{o,r} \left[\frac{1+R K^{2.1x}}{1+R} \right] - \Delta\theta_{o,i} \right] \left(1 - e^{\left(\frac{t}{k_{11} \cdot \tau_o} \right)} \right) \quad (4.31)$$

$$= 53 + \left[58 \left[\frac{1+6.384 (0.4368)^{2.1 \cdot 0.8}}{1+6.384} \right] - 53 \right] \left(1 - e^{\left(\frac{1}{1.180} \right)} \right)$$

$$= 53 + \left[58 \left[\frac{7.384 (0.4368)^2}{7.384} \right] - 53 \right] (1) = 22.16 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Kenaikan rata-rata temperatur *top-oil* $\theta_o(t)$ akhir setelah terjadi fluktuasi perubahan beban per jam, dapat dihitung dengan Pers. (4.32) berikut:

$$\begin{aligned}
\theta_o(t) &= \left[\Delta\theta_{o,r} \cdot \left[\frac{1+R K^2}{1+R} \right]^x \right] + \left[\Delta\theta_{o,r} - \Delta\theta_{o,i} \cdot \left[\frac{1+R K^2}{1+R} \right]^x \right] \times \left(e^{\left(-\frac{t}{k_{11} \cdot \tau_o} \right)} \right) \quad (4.32) \\
&= \left[58 \cdot \left[\frac{1+6.384(0.4368)^2}{1+6.384} \right]^{0.8} \right] + \left[58-53 \cdot \left[\frac{1+6.384(0.4368)^2}{1+6.384} \right]^{0.8} \right] \times \left(e^{\left(-\frac{1}{1.180} \right)} \right) \\
&= \left[58 \cdot \left[\frac{7.384(0.4368)^2}{7.384} \right]^{0.8} \right] + \left[5 \cdot \left[\frac{7.384(0.4368)^2}{7.384} \right]^{0.8} \right] (1) \\
&= 24.07 ^\circ C
\end{aligned}$$

Perhitungan kenaikan *top-oil* ditentukan oleh faktor daya (K) dan rasio rugi-rugi beban (R) dengan memperhatikan kondisi tanpa beban transformator pada spesifikasi pabrik transformator 2 (60 MVA) seperti pada Tabel 3.3.

$$\begin{aligned}
K &= \frac{\text{Load at time}-n}{\text{Transformator rated load}} \quad (4.33) \\
&= \frac{19500}{60000} = 0.325
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
R &= \frac{\text{total load loss}}{\text{no-load TR}} \quad (4.34) \\
&= \frac{399000}{75000} = 5.320
\end{aligned}$$

Kenaikan rata-rata temperatur *top-oil* $\theta_o(t)$ saat terjadi kenaikan beban pada sistem tenaga listrik, dengan memperhatikan jenis pendinginnya adalah ONAN. Sehingga konstanta $x=0.8$ untuk transformator distribusi.

$$\begin{aligned}
\theta_o(t) &= \Delta\theta_{o,i} + \left[\Delta\theta_{o,r} \left[\frac{1+R K^2}{1+R} \right]^x - \Delta\theta_{o,i} \right] \left(1 - e^{\left(-\frac{t}{k_{11} \cdot \tau_o} \right)} \right) \quad (4.35) \\
&= 47 + \left[60 \left[\frac{1+5.320 (0.325)^2}{1+5.320} \right]^{0.8} - 47 \right] \left(1 - e^{\left(-\frac{1}{1.180} \right)} \right) \\
&= 47 + \left[60 \left[\frac{6.320 (0.325)^2}{6.320} \right]^{0.8} - 47 \right] (1) \\
&= 19.61 ^\circ C
\end{aligned}$$

Kenaikan rata-rata temperatur *top-oil* $\theta_o(t)$ akhir setelah terjadi fluktuasi perubahan beban per jam, dapat dihitung dengan Pers. (4.36) berikut:

$$\begin{aligned}
\theta_o(t) &= \left[\Delta\theta_{o,r} \cdot \left[\frac{1+R K^2}{1+R} \right]^x \right] + \left[\Delta\theta_{o,r} - \Delta\theta_{o,i} \cdot \left[\frac{1+R K^2}{1+R} \right]^x \right] \times \left(e^{\left(-\frac{t}{k_{11} \cdot \tau_o} \right)} \right) \quad (4.36) \\
&= \left[60 \cdot \left[\frac{1+5.320 (0.325)^2}{1+5.320} \right]^{0.8} \right] + \left[60-47 \cdot \left[\frac{1+5.320 (0.325)^2}{1+5.320} \right]^{0.8} \right] \times \left(e^{\left(-\frac{1}{1.180} \right)} \right) \\
&= \left[60 \cdot \left[\frac{6.320 (0.325)^2}{6.320} \right]^{0.8} \right] + \left[9 \cdot \left[\frac{6.320 (0.325)^2}{6.320} \right]^{0.8} \right] (1) \\
&= 23.86 ^\circ C
\end{aligned}$$

4.4.3 Hasil Perhitungan Temperatur *Hot-Spot*

Kenaikan temperatur *hot-spot* berdasarkan pada fluktuasi perubahan beban terhadap waktu dengan mempertimbangkan faktor *hot-spot* untuk transformator distribusi ($H=1.3$), dan konstanta $y=1.6$ untuk pendingin ONAN, sesuai dengan standar IEC 60076-7. Sehingga temperatur *hot-spot* transformator 1 (50 MVA) adalah sebagai berikut :

$$\begin{aligned}\theta_h(t) &= \theta_a + \theta_o(t) + \Delta\theta_h(t) \\ &= \theta_a + \theta_o(t) + (H \cdot g_r \cdot K^y) \\ &= 25 + 24.07 + (1.3 \cdot 4.12 \cdot (0.4368)^{1.6}) \\ &= 50.5^\circ C\end{aligned}\tag{4.37}$$

Sedangkan kenaikan temperatur *hot-spot* dengan mempertimbangkan faktor *hot-spot* untuk transformator 2 (60 MVA) adalah :

$$\begin{aligned}\theta_h(t) &= \theta_a + \theta_o(t) + \Delta\theta_h(t) \\ &= \theta_a + \theta_o(t) + (H \cdot g_r \cdot K^y) \\ &= 25 + 23.86 + (1.3 \cdot 0.2 \cdot (0.325)^{1.6}) \\ &= 48.9^\circ C\end{aligned}\tag{4.38}$$

Sebanding dengan besar beban, temperatur *hot-spot* pada tangki minyak transformator 1 juga lebih tinggi dibandingkan pada transformator 2.

4.5 Hasil Kenaikan Temperatur pada Sistem Jaringan

Pada kondisi pembebanan normal, batas normal temperatur yang ditetapkan oleh standar IEC 60076-7 adalah sebesar $98^\circ C$. Nilai temperatur *hot-spot* minyak transformator berbanding lurus dengan besar beban pada sistem jaringan dan dipengaruhi oleh besar temperatur lingkungan. Semakin besar pembebanan transformator dan temperatur lingkungan, maka akan semakin tinggi nilai temperatur *hot-spot* yang dihasilkan. Tipe pendingin minyak juga merupakan faktor penting sebagai penentu nilai *hot-spot*, dimana pada studi kasus ini tipe pendingin yang digunakan pada transformator 50 MVA dan 60 MVA di GI-Wonokromo adalah ONAN/ ONAF.

Perhitungan temperatur pada Pers (4.25) hingga (4.38) diatas hanya menampilkan perhitungan pada pukul 01.00 WIB pada sistem normal. Sehingga untuk hasil nilai temperatur keseluruhan pembebanan pada sistem jaringan

selama 24 jam sebelum dan setelah simulasi injeksi DG ditunjukkan pada Tabel 4.4 dan Tabel 4.5.

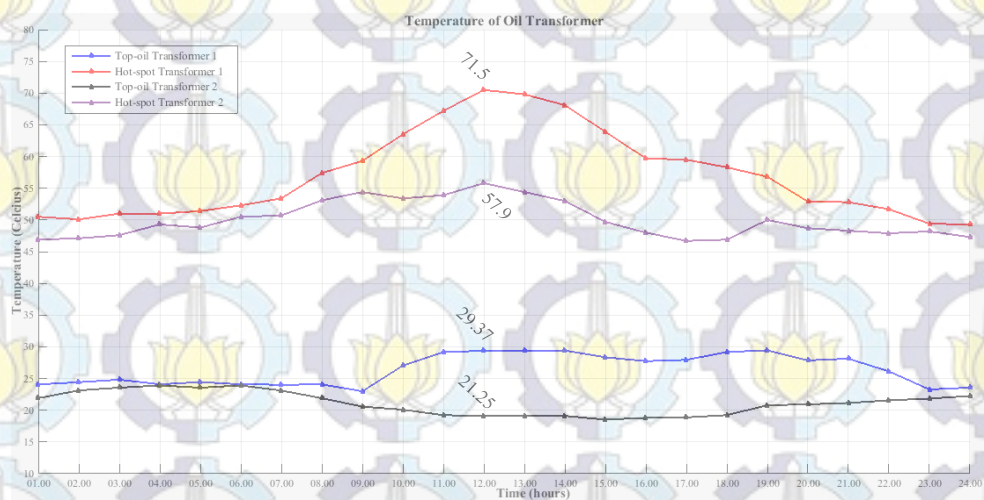
Tabel 4.4 Hasil Kenaikan Temperatur Minyak pada Sistem Normal

Jam (WIB)	Transformator 50 MVA				Transformator 60 MVA			
	Beban (MW)	$\Delta\theta_w$ (°C)	$\theta_o(t)$ (°C)	$\theta_h(t)$ (°C)	Beban (MW)	$\Delta\theta_w$ (°C)	$\theta_o(t)$ (°C)	$\theta_h(t)$ (°C)
01:00	21.84	57.12	24.07	50.5	19.5	47.18	20.59	48.9
02:00	19.5	56.00	24.05	50.1	17.94	46.09	21.77	49.2
03:00	18.72	56.00	24.09	51.0	17.94	46.09	22.18	49.7
04:00	18.72	57.12	24.09	51.4	17.16	47.18	22.53	51.4
05:00	18.72	57.12	24.44	51.0	17.94	47.18	22.18	50.9
06:00	18.72	58.24	24.09	52.3	17.16	48.26	22.30	52.6
07:00	19.5	59.37	24.02	53.4	17.94	49.35	22.20	52.8
08:00	21.84	62.74	24.07	57.4	19.5	52.60	22.01	55.1
09:00	24.18	66.11	22.29	59.3	23.4	55.86	19.87	56.4
10:00	29.64	66.11	27.04	63.5	25.74	55.86	19.13	55.4
11:00	33.51	68.36	29.17	67.2	27.3	58.03	18.58	56.0
12:00	33.24	70.60	29.37	71.5	28.08	60.20	18.21	57.9
13:00	33.24	69.48	29.37	69.8	28.08	59.12	18.12	56.5
14:00	33.28	68.36	29.42	68.1	28.1	58.03	18.01	55.1
15:00	33.35	67.23	28.35	63.9	28.86	56.94	17.74	51.9
16:00	32.76	64.99	27.73	59.7	28.08	54.77	17.86	50.2
17:00	31.98	63.86	27.94	59.5	28.08	53.69	17.57	48.9
18:00	33.52	62.74	29.18	58.3	27.3	52.60	17.71	49.0
19:00	33.69	61.62	29.45	56.8	25.74	51.52	19.47	51.9
20:00	32.76	60.49	27.86	52.9	25.74	50.43	19.60	50.7
21:00	31.98	59.37	29.13	52.8	24.96	49.35	19.84	50.2
22:00	28.08	58.24	26.13	51.7	23.4	48.26	20.28	49.9
23:00	24.18	58.24	23.28	49.4	21.84	48.26	20.53	50.1
00:00	22.62	57.12	23.57	49.3	21.06	47.18	20.92	49.3

Tabel 4.4 diatas merupakan data beban yang berpengaruh pada tingkat kenaikan temperatur meliputi temperatur lingkungan, temperatur belitan, hingga *hot-spot* (θ_h) minyak isolasi pada saat sistem belum diinjeksi DG. Nilai temperatur *hot-spot* pada sistem normal masih menunjukkan temperatur yang tinggi, dibandingkan setelah dilakukan injeksi DG, seperti pada Tabel 4.5 berikut:

Tabel 4.5 Kenaikan Temperatur Minyak dengan Injeksi DG

Jam (WIB)	Transformator 50 MVA				Transformator 60 MVA			
	Beban (MW)	$\Delta\theta_w$ (°C)	$\theta_o(t)$ (°C)	$\theta_h(t)$ (°C)	Beban (MW)	$\Delta\theta_w$ (°C)	$\theta_o(t)$ (°C)	$\theta_h(t)$ (°C)
01:00	21.84	57.12	24.07	50.5	19.5	47.18	20.59	45.6
02:00	19.5	56.00	24.42	50.1	17.94	46.09	21.77	45.8
03:00	18.72	56.00	24.82	51.0	17.94	46.09	22.18	46.2
04:00	18.72	57.12	24.44	51.4	17.16	47.18	22.53	47.9
05:00	18.72	57.12	24.09	51.0	17.94	47.18	22.18	47.4
06:00	18.72	58.24	23.44	51.4	17.16	48.26	22.30	48.9
07:00	19.5	59.37	22.22	50.7	17.94	49.35	22.20	50.6
08:00	21.84	62.74	20.41	52.0	19.5	52.60	22.01	52.3
09:00	24.18	66.11	16.32	50.5	23.4	55.86	19.87	53.7
10:00	29.64	66.11	15.40	49.5	25.74	55.86	19.13	53.4
11:00	33.51	68.36	14.99	51.0	27.3	58.03	18.58	53.2
12:00	33.24	70.60	15.01	53.3	28.08	60.20	18.21	54.9
13:00	33.24	69.48	14.99	52.5	28.08	59.12	18.12	53.4
14:00	33.28	68.36	15.52	51.9	28.1	58.03	18.01	51.9
15:00	33.35	67.23	17.00	51.7	28.86	56.94	17.74	47.9
16:00	32.76	64.99	19.00	51.0	28.08	54.77	17.86	46.1
17:00	31.98	63.86	21.99	53.4	28.08	53.69	17.57	44.4
18:00	33.52	62.74	26.32	55.5	27.3	52.60	17.71	44.3
19:00	33.69	61.62	29.45	56.8	25.74	51.52	19.47	48.6
20:00	32.76	60.49	27.86	52.9	25.74	50.43	19.60	47.4
21:00	31.98	59.37	28.13	52.8	24.96	49.35	19.84	47.0
22:00	28.08	58.24	26.13	51.7	23.4	48.26	20.28	46.6
23:00	24.18	58.24	23.28	49.4	21.84	48.26	20.53	46.9
00:00	22.62	57.12	23.57	49.3	21.06	47.18	20.92	46.0

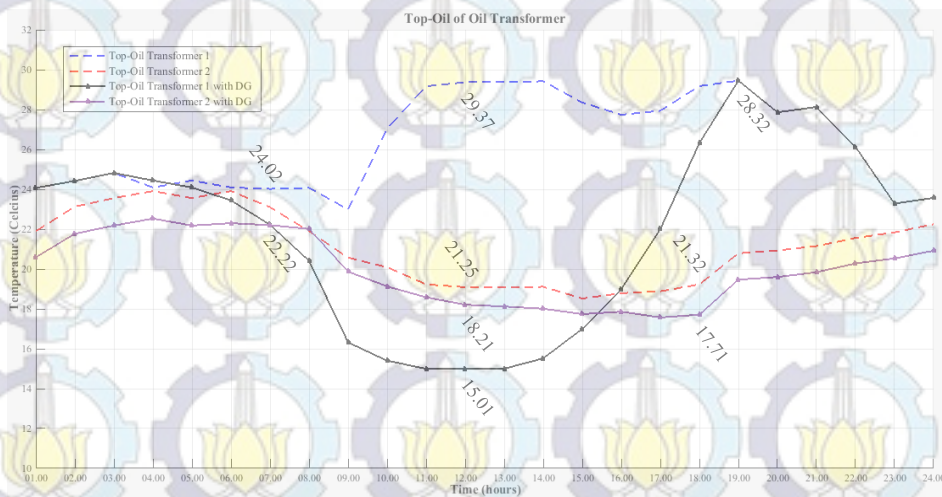


Gambar 4.5 Kurva Kenaikan Temperatur pada Sistem Normal

Gambar 4.5 merupakan kurva temperatur *top-oil* dan *hot-spot* sebelum dilakukan pemasangan DG pada sistem jaringan, dimana terlihat terjadinya kenaikan temperatur *hot-spot* $\theta_h(t)$ tertinggi terjadi pada pembebanan transformator 1, yaitu sebesar 71.5 °C pada pukul 12.00 WIB, dan temperatur *hot-spot* pada transformator 2 adalah sebesar 57.9 °C seiring dengan terjadinya perubahan beban dan temperatur lingkungan (θ_a). Hal ini disebabkan karena transformator 1 menyuplai beban paling besar adalah 33.24 MW dibandingkan dengan transformator 2 adalah sebesar 28.08 MW, serta temperatur lingkungan (θ_a) yang tinggi sebesar 37 °C.

Sedangkan temperatur *hot-spot* $\theta_h(t)$ terendah terjadi pada pukul 01.00 WIB dengan kenaikan temperatur lingkungan (θ_a) adalah 47 °C. Nilai temperatur $\theta_h(t)$ sebesar 50.1 °C pada transformator 1 dan 48.9 °C pada transformator 2. Pada Gambar 4.5 diatas juga terlihat perbedaan temperatur *top-oil* pada transformator 2 jauh lebih rendah dibandingkan dengan transformator 1. Pada pukul 12.00, kenaikan $\theta_o(t)$ pada transformator 1 adalah sebesar 29.27 °C, sedangkan kenaikan $\theta_o(t)$ pada transformator 2 adalah sebesar 21.25 °C.

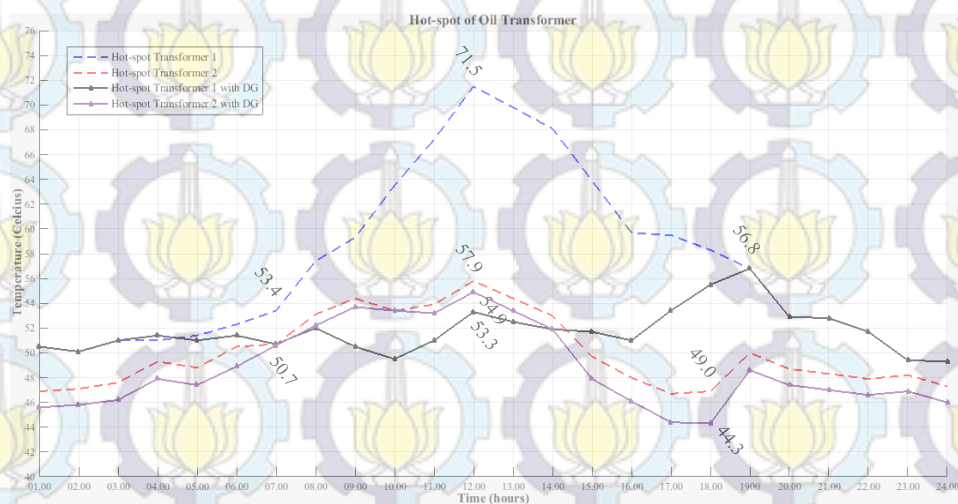
Dari Tabel 4.5 juga dapat dilihat kurva temperatur *top-oil* $\theta_o(t)$ dan temperatur *hot-spot* $\theta_h(t)$ terhadap perubahan beban per jam setelah injeksi DG, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.5 dan Gambar 4.6 berikut:



Gambar 4.6 Kurva Temperatur *Top-Oil* dengan Injeksi DG

Gambar 4.6 merupakan perbandingan kenaikan temperatur *top-oil* sebelum dan setelah dilakukan pemasangan DG, dimana terjadi penurunan temperatur setelah pemasangan DG. Sama hal nya seperti pada nilai arus dan *losses*, terjadi penurunan arus dan rugi-rugi setelah pemasangan DG pada sistem jaringan. Temperatur *top-oil* $\theta_o(t)$ transformator 1 pada pukul 12.00 WIB pada keadaan normal adalah sebesar 29.37 °C, dan pada keadaan setelah injeksi DG terjadi penurunan hingga 50%, yaitu sebesar 15.01 °C. Hal ini disebabkan karena setelah injeksi DG, rugi-rugi pada sistem jaringan juga menurun, sehingga ini akan berpengaruh pada penurunan temperatur belitan dan *top-oil*. Setelah injeksi DG di non-aktifkan, kembali terjadi kenaikan $\theta_o(t)$ pada pukul 19.00, yaitu sebesar 28.32 °C.

Sedangkan pada transformator 2 tidak terjadi perubahan temperatur *top-oil* $\theta_o(t)$ secara signifikan. Dimana sebelum injeksi DG, $\theta_o(t)$ pada pukul 12.00 adalah sebesar 21.25 °C, dan setelah injeksi DG hanya terjadi penurunan sebesar 18.21 °C. Hal ini disebabkan karena injeksi DG hanya dilakukan pada bus transformator 1, sehingga tidak berpengaruh signifikan pada transformator 2.



Gambar 4.7 Kurva Temperatur *Hot-Spot* dengan Injeksi DG

Gambar 4.7 merupakan perbandingan kenaikan temperatur *hot-spot* sebelum dan setelah dilakukan pemasangan DG, dimana terjadi penurunan temperatur setelah pemasangan DG. Sama hal nya seperti temperatur *top-oil*, terjadi penurunan akibat dari penurunan arus dan *losses* setelah pemasangan DG

pada transformator dan pada sistem jaringan. Temperatur *hot-spot* $\theta_h(t)$ tertinggi transformator 1 pada pukul 12.00 WIB pada keadaan normal adalah sebesar 71.50 °C, dan pada keadaan setelah injeksi DG terjadi penurunan hingga 20%, yaitu sebesar 53.3 °C. Hal ini disebabkan karena setelah injeksi DG, rugi-rugi pada sistem jaringan juga menurun, sehingga ini akan berpengaruh pada penurunan temperatur belitan, *top-oil* hingga *hot-spot* minyak isolasi. Setelah injeksi DG di non-aktifkan, kembali terjadi kenaikan temperatur *hot-spot* $\theta_h(t)$ pada pukul 19.00, yaitu sebesar 56.8 °C.

Sedangkan pada transformator 2 tidak terjadi perubahan temperatur *hot-spot* $\theta_h(t)$ secara signifikan. Dimana sebelum injeksi DG, $\theta_h(t)$ pada pukul 12.00 adalah sebesar 57.9 °C, dan setelah injeksi DG hanya terjadi penurunan sebesar 54.9 °C. Hal ini disebabkan selain pengaruh besar temperatur lingkungan θ_a , juga disebabkan karena injeksi DG hanya dilakukan pada bus transformator 1, sehingga tidak berpengaruh signifikan pada transformator 2.

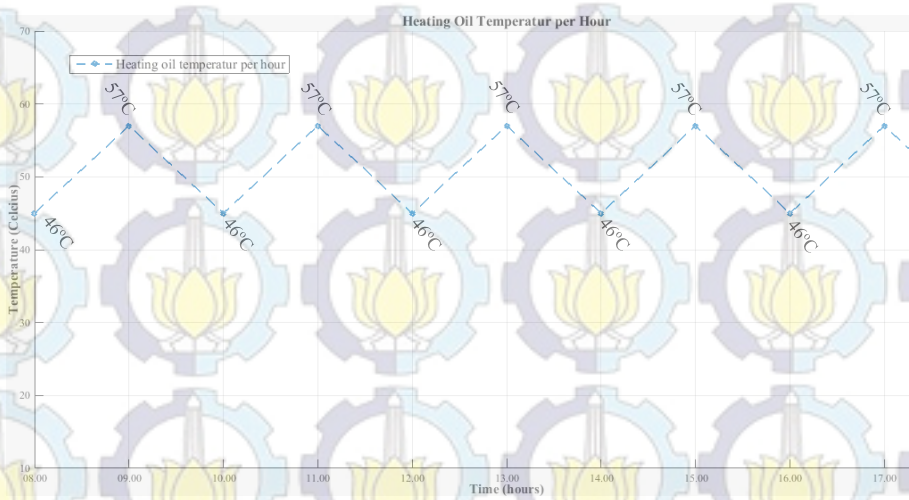
4.6 Hasil Uji BDV(*Breakdown Voltage*) Isolasi Minyak

Pada kondisi nyata di suatu sistem pembangkit tenaga listrik, transformator akan mengalami tekanan panas (*heat pressure*) yang diakibatkan oleh rugi – rugi pada sistem jaringan. Temperatur isolasi minyak pada tangki transformator akan mengalami perubahan seiring dengan perubahan beban harian (*daily load consumptions*) dan rugi-rugi yang dihasilkan pada sistem jaringan. Seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.6 yang merupakan hasil uji BDV dengan perubahan temperatur pemanasan minyak yang berbeda.

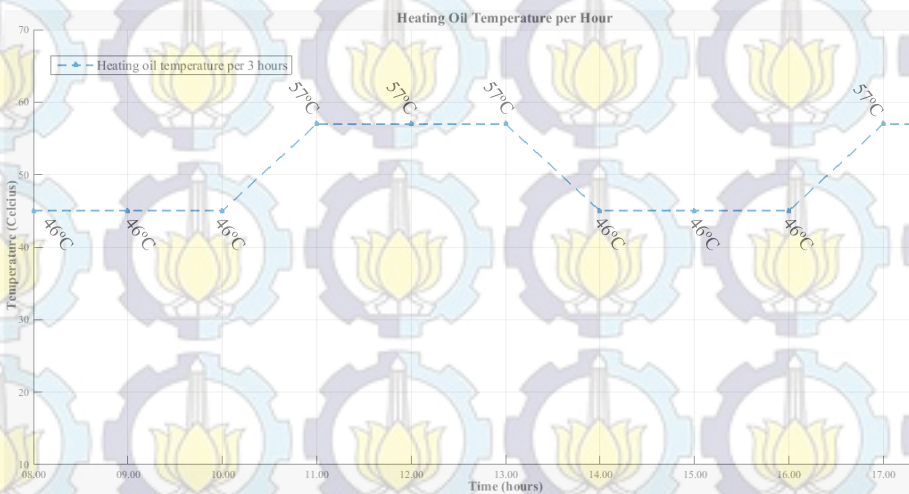
Sehingga untuk mengetahui karakteristik kondisi dan kualitas isolasi minyak terhadap fluktuasi atau perubahan temperatur panas minyak dan terhadap kegagalan isolasi minyak, maka dilakukan pengujian BDV. Pengujian dan perbandingan nilai uji BDV menggunakan sampel isolasi minyak baru yang masih terjaga kemurnian dari kandungan kontaminan dengan rentang perubahan temperatur per 5 jam, 3 jam, dan 1 jam, masing – masing selama 7 hari dalam oven di Lab. PT.PLN – TJBTB Surabaya, seperti yang pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Hasil Uji BDV Terhadap Perubahan Temperatur Panas Minyak

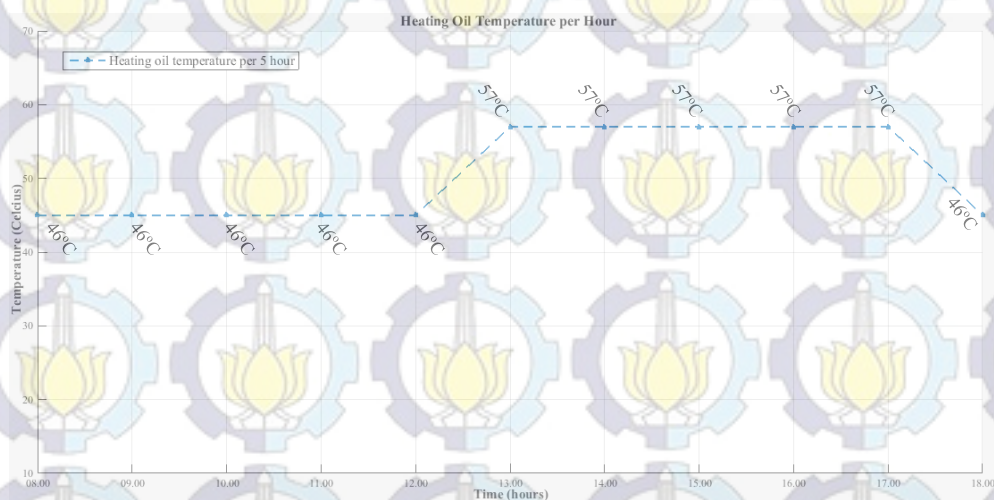
No.	θ_h (°C)	BDV (kV)	Deskripsi Pemanasan
1	46 57	70.9	Rentang perubahan per 1 jam (selama 1 minggu)
2	46 57	69.2	Rentang perubahan per 3 jam (selama 1 minggu)
3	46 57	67.8	Rentang perubahan per 5 jam (selama 1 minggu)



Gambar 4.8 Perubahan Temperatur Panas Minyak per 1 Jam



Gambar 4.9 Perubahan Temperatur Panas Minyak per 3 Jam



Gambar 4.10 Perubahan Temperatur Panas Minyak per 5 Jam

Gambar 4.8, 4.9 dan Gambar 4.10 merupakan hasil uji nilai BDV pada isolasi minyak setelah dilakukan pemanasan minyak dengan perubahan temperatur sebesar 46 °C dan 57 °C dengan rentang perubahan temperatur per 1 jam, 3 jam, dan 5 jam. Hasil uji menunjukkan bahwa tidak menghasilkan perbedaan nilai BDV yang signifikan, tetapi dapat dilihat bahwa nilai uji BDV pada minyak yang dipanaskan rentang perubahan temperatur per 1 jam selama 7 hari menghasilkan nilai BDV yang lebih tinggi, yaitu sebesar 70.9 kV. Sedangkan untuk minyak yang dipanaskan dengan rentang perubahan temperatur per 3 jam dan 5 jam selama 7 hari, menghasilkan nilai BDV sebesar 69.2 kV dan 67.8 kV. Berdasarkan dari ketiga kondisi perubahan temperatur, minyak isolasi masih menghasilkan nilai BDV yang tinggi, dan menunjukkan bahwa minyak isolasi masih dalam kondisi dan kualitas yang sangat bagus dan layak untuk digunakan sebagai bahan isolasi.

Sehingga dapat dianalisis dan disimpulkan bahwa jika transformator bekerja pada kondisi beban puncak dengan perubahan beban yang fluktuatif akan menyebabkan transformator bekerja pada kapasitas kerja maksimum. Hal ini dapat menyebabkan peningkatan temperatur panas pada tangki transformator dan minyak isolasi, sehingga menghasilkan uap air pada bagian atas tangki transformator dan akan mengkontaminasi minyak isolasi di dalam tangki. Isolasi minyak yang sudah terkontaminasi oleh kandungan air akan menjadikan minyak sudah tidak murni lagi dan mempengaruhi tinggi rendahnya nilai BDV minyak.

Jika beban kerja transformator pada sistem normal tanpa injeksi DG pada sistem jaringan distribusi listrik mengalami beban lebih dan panas berlebih, dimana temperatur minyak isolasi melebihi batas standar temperatur *hot-spot* (hingga $> 98\text{ }^{\circ}\text{C}$), akan menyebabkan penurunan kondisi minyak isolasi. Penurunan kondisi isolasi minyak diakibatkan dari terjadinya panas berlebih pada transformator, dapat menyebabkan munculnya kontaminasi berupa kandungan gas dan *chemical change* (perubahan struktur kimia) yang tinggi pada minyak, kontaminasi kandungan air yang tinggi akibat uap air, dan rendahnya nilainya BDV atau kekuatan dielektrik minyak, hingga terjadinya kegagalan pada minyak.

Sehingga dengan injeksi DG menggunakan PV pada sistem jaringan dapat meringankan beban kerja transformator, arus dan rugi-rugi yang dihasilkan lebih rendah, temperatur *hot-spot* minyak isolasi pada tangki tidak melebihi batas standar yang ditentukan, dan dapat mempertahankan kekuatan dielektrik dan kelayakan isolasi minyak hingga jangka waktu yang lama pada operasi kerja transformator.



Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Beberapa kesimpulan yang dapat diambil dari studi tentang pengaruh pembebanan dengan injeksi DG menggunakan PV pada jaringan distribusi terhadap temperatur dan tegangan tembus minyak isolasi transformator adalah sebagai berikut:

1. Injeksi sistem DG menggunakan PV *generator* pada bus jaringan distribusi listik pada studi adalah pada GI-Wonokromo 150/20 kV, dapat mengurangi rugi-rugi daya pada sistem jaringan dan dapat mengurangi besar arus yang mengalir pada belitan transformator.
2. Penentuan lokasi pemasangan DG dan besar injeksi daya DG berdasarkan pada profil beban harian dan profil PV dapat mempengaruhi besarnya penurunan nilai arus transformator dan *losses* pada sistem jaringan.
3. Pada studi ini, pertimbangan maksimum penetrasi PV adalah sebesar 50% karena pertimbangan kondisi sistem normal. Injeksi daya PV dilakukan dari mulai pukul 06.00 hingga 18.00 WIB, berdasarkan besarnya *irradiance* saat injeksi PV dengan kenaikan 5%, 15%, 25%,.. (dengan rentang kenaikan 10% dari total beban puncak).
4. Nilai arus tertinggi yang mengalir pada transformator 50 MVA sebelum injeksi DG adalah sebesar 1150.9 A, dan setelah sistem diinjeksi DG mengalami penurunan menjadi 579 A. Sedangkan rugi-rugi pada sistem jaringan sebelum injeksi DG adalah sebesar 0.926 MW, dan setelah injeksi DG, *losses* berkurang menjadi 0.601 MW.
5. Temperatur *hot-spot* $\theta_h(t)$ tertinggi transformator 1 pada pukul 12.00 WIB pada keadaan normal adalah sebesar 71.50 °C, dan setelah injeksi DG terjadi penurunan hingga 20%, yaitu sebesar 53.3 °C. Hal ini disebabkan karena setelah injeksi DG, rugi-rugi pada sistem jaringan menurun, sehingga berpengaruh pada penurunan temperatur belitan, *top-oil* hingga *hot-spot* minyak isolasi. Setelah injeksi DG di non-aktifkan, kembali terjadi kenaikan temperatur *hot-spot* $\theta_h(t)$ pada pukul 19.00, yaitu sebesar 56.8 °C.

6. Hasil uji nilai BDV pada isolasi minyak setelah dilakukan pemanasan minyak dengan perubahan temperatur sebesar 46 °C dan 57 °C dengan rentang perubahan temperatur per 1 jam, 3 jam, dan 5 jam selama 7 hari tidak menghasilkan perbedaan signifikan, yaitu sebesar 70.9 kV, 69.2 kV dan 67.8 kV (masing-masing).
7. Hasil simulasi dan perhitungan pada penelitian ini menunjukkan bahwa setelah injeksi DG, terjadi penurunan temperatur *hot-spot* seiring dengan penurunan rugi-rugi dan arus yang menghasilkan panas pada minyak transformator.
8. Isolasi minyak masih menghasilkan nilai BDV yang tinggi dan menunjukkan minyak masih dalam kondisi yang sangat bagus, karena sistem sebelum dan setelah dilakukan injeksi DG berada pada kondisi pembebanan normal (tidak dalam keadaan beban lebih dan panas lebih). Sehingga temperatur *hot-spot* yang dihasilkan masih berada dibawah batas maksimum temperatur *hottest-spot*.
9. Tujuan penelitian ini adalah mengetahui bahwa pemasangan PV, selain untuk menurunkan nilai arus dan rugi – rugi pada sistem jaringan, pemasangan PV dapat menurunkan tingkat kenaikan temperatur *hot-spot* isolasi minyak. Sehingga menurunkan terjadinya percepatan penuaan pada isolasi minyak

5.2 Penelitian Selanjutnya

Perlu dilakukan studi lebih lanjut mengenai pengaruh pemasangan DG terhadap harmonik pada transformator, untuk mengetahui pengaruhnya pada perubahan temperatur *hot-spot* minyak isolasi dan usia kerja transformator.

DAFTAR PUSTAKA

- 1) Godina, R.; Rodrigues, Eduardo; Matias, J.C.O.; and Catalao, J.P., “Effect of Loads and Other Key Factors on Oil-Transformer Ageing : Sustainability Benefits and Challenges”, Researchgate. Open Access Journal Energies. 2015.
- 2) Radakovic, Z.; Cardillo E.; and Feser, K. (2003), “The influence of transformer loading to the ageing of the oil-paper insulation”, International Symposium on High Voltage Engineering, ISBN : 90-77017-79-8.
- 3) Dulau, Lucian; Abrudean, M.; and Bica, Dorin., “Effects of Distributed Generation on Electric Power System”, Elsevier, ScienceDirect., International Conference Interdisciplinarity in Engineering (2013).
- 4) Hemdan, G.A. and Kurrat, M., (2018) “Distributed Generation Location and Capacity Effect on Voltage Stability of Distribution Networks”, IEEE, Braunschweig, Germany.
- 5) Hoke, A.; Butler, R.; Hambrick, J.; and Kroposki, B., “Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders”, IEEE Transactions and Sustainable Energy. 2012.
- 6) Ishak, M.T.; Zhong, Q.; and Wang, Z.D., “Impact of Load Profiles, WTI Settings and Hotspot Factors on Loss-of-Life of Dual Cooling Mode Transformer”, Proceedings of 16th International Symposium on High Voltage Engineering, Johannesburg, ISBN : 978-0-620-44584-9 (2009).
- 7) Suman, Ghosh (2016), “Calculation of Hotspot Temperature and Aging of a Transformer”, International Jurnal of Technical Research and Application, Vol. 4, pp. 140-143.
- 8) Sen, P.K. and Pansuwan, S. “Overloading and loss-of-life assessment guidelines of oil-cooled transformers”. In Proceedings of the 2001 Rural Electric Power Conference, Little Rock, AR, USA, 29 April–1 May 2001.
- 9) Wu, Zhigang. and Han, Chunpeng, (2015), “Analysis of Distributed Generation Effect on System Losses in Distribution Network”,

- International Conference on Electric Utility Deregulation and Power Technologies, China.
- 10) Kerber, G. and Witzmann, R., “Loading Capacity of Standard Oil Transformers on Photovoltaic Load Profiles”, Associated Institute of Power Transmission Systems, Technical University of Munich Arcisstraße. 2008.
 - 11) Eltawil, Mohamed and Zhao, Zhengming, “Grid-Connected Photovoltaic Power Systems : Technical and Potential Problems - A Review”, Elsevier, ScienceDirect. 2009.
 - 12) Jin Kweon, D.; Sun Koo, K.; Woo, J.; and Sik Kwak, J., (2012), “A Study on The Hot Spot Temperature in 154kV Power Transformers”, Journal of Electrical Engineering and Technology (Vol. 7, No.3).
 - 13) Aubin, J., and Langhane, Y., (1992), “Effect of Oil Viscosity on Transformer Loading Capability at Low Ambient Temperatures”, IEEE Transactions on Power Delivery (Vol. 7, No.2).
 - 14) Arabul, Y.; Senol, I.; Arabul, F.; Aydeniz, M; Oner, Yasemin; and Kalkan, G., “An Investigation on Hot-Spot Temperature Calculation Methods of Power Transformers”, International Science Index, Energy and Power Engineering, Vol. 9, No. 8, 2015.
 - 15) Kumar, H.; Vijayshree, G.; Prakash, R.; and Shivsharannappa, G., (2016), “Load Flow Analysis of Distribution Generation System using IEEE 30 Bus System”, IJEEE, Vol. 3, Issue 4.

LAMPIRAN

DATA BEBAN, RUGI-RUGI, DAN TEMPERATUR *HOT-SPOT* PADA SISTEM NORMAL TRAF0 50 MVA

Jam	Beban (MW)	Beban Tot. (MW)	Total Loss (MW)	No load TR (kW)	Faktor HST (H)	R1 awal (Ω)	R2 at loss (Ω)	$\Delta\theta_{oi}$ °C	θ_a °C	$\Delta\theta_{or}$ °C
01:00	21.84	41.34	399	62.5	1.3	1.3996	1.5725	53	25.0	58
02:00	19.5	37.44	326	62.5	1.3	1.3996	1.5725	50	24.0	58
03:00	18.72	36.66	312	62.5	1.3	1.3996	1.5725	48	24.0	58
04:00	18.72	35.88	299	62.5	1.3	1.3996	1.5725	50	25.0	58
05:00	18.72	36.66	312	62.5	1.3	1.3996	1.5725	50	25.0	58
06:00	18.72	35.88	299	62.5	1.3	1.3996	1.5725	50	26.0	58
07:00	19.5	37.44	327	62.5	1.3	1.3996	1.5725	51	27.0	58
08:00	21.84	41.34	399	62.5	1.3	1.3996	1.5725	53	30.0	58
09:00	24.18	47.58	531	62.5	1.3	1.3996	1.5725	58	33.0	58
10:00	29.64	55.38	730	62.5	1.3	1.3996	1.5725	60	33.0	58
11:00	33.51	60.81	888	62.5	1.3	1.3996	1.5725	64	35.0	58
12:00	33.24	61.32	900	62.5	1.3	1.3996	1.5725	63	37.0	58
13:00	33.24	61.32	900	62.5	1.3	1.3996	1.5725	63	36.0	58
14:00	33.28	61.38	900	62.5	1.3	1.3996	1.5725	63	35.0	58
15:00	33.35	62.21	926	62.5	1.3	1.3996	1.5725	65	34.0	58
16:00	32.76	60.84	883	62.5	1.3	1.3996	1.5725	65	32.0	58
17:00	31.98	60.06	858	62.5	1.3	1.3996	1.5725	63	31.0	58
18:00	33.52	60.82	888	62.5	1.3	1.3996	1.5725	64	30.0	58
19:00	33.69	59.43	851	62.5	1.3	1.3996	1.5725	64	29.0	58
20:00	32.76	58.50	823	62.5	1.3	1.3996	1.5725	65	28.0	58
21:00	31.98	56.94	779	62.5	1.3	1.3996	1.5725	63	27.0	58
22:00	28.08	51.48	629	62.5	1.3	1.3996	1.5725	59	26.0	58
23:00	24.18	46.02	497	62.5	1.3	1.3996	1.5725	58	26.0	58
00:00	22.62	43.68	435	62.5	1.3	1.3996	1.5725	55	25.0	58

Load factor (K)	Rasio Loss (R)	$\Delta\theta_w$ °C	gr	$f_1(t)$	$f_2(t)$	$f_3(t)$	$\theta_o(t)$ °C	$\Delta\theta_h(t)$	HST total °C
0.4368	6.384	57.12	4.12	1	1	0.994	24.07	1.424	50.5
0.3900	5.216	56.00	6.00	1	1	0.994	24.42	1.728	50.1
0.3744	4.992	56.00	8.00	1	1	0.994	24.82	2.159	51.0
0.3744	4.992	57.12	7.12	1	1	0.994	24.09	1.922	51.0
0.3744	4.784	57.12	7.12	1	1	0.994	24.44	1.922	51.4
0.3744	4.992	58.24	8.24	1	1	0.994	24.09	2.226	52.3
0.3900	5.232	59.37	8.37	1	1	0.994	24.02	2.411	53.4
0.4368	6.384	62.74	9.74	1	1	0.994	24.07	3.364	57.4
0.4836	8.496	66.11	8.11	1	1	0.994	22.99	3.297	59.3
0.5928	11.680	66.11	6.11	1	1	0.994	27.04	3.440	63.5
0.6702	14.208	68.36	4.36	1	1	0.994	29.17	2.985	67.2
0.6648	14.400	70.60	7.60	1	1	0.994	29.37	5.144	71.5
0.6648	14.400	69.48	6.48	1	1	0.994	29.37	4.384	69.8
0.6656	14.400	68.36	5.36	1	1	0.994	29.42	3.630	68.1
0.6670	14.816	67.23	2.23	1	1	0.994	28.35	1.519	63.9
0.6552	14.128	64.99	-0.01	1	1	0.994	27.74	-0.009	59.7
0.6396	13.728	63.86	0.86	1	1	0.994	27.94	0.548	59.5
0.6704	14.208	62.74	-1.26	1	1	0.994	29.18	-0.865	58.3
0.6738	13.616	61.62	-2.38	1	1	0.994	29.45	-1.648	56.8
0.6552	13.168	60.49	-4.51	1	1	0.994	27.86	-2.980	52.9
0.6396	12.464	59.37	-3.63	1	1	0.994	28.13	-2.310	52.8
0.5616	10.064	58.24	-0.76	1	1	0.994	26.13	-0.390	51.7
0.4836	7.952	58.24	0.24	1	1	0.994	23.28	0.099	49.4
0.4524	6.960	57.12	2.12	1	1	0.994	23.57	0.775	49.3



Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN

DATA BEBAN, RUGI-RUGI, DAN TEMPERATUR *HOT-SPOT* PADA SISTEM NORMAL TRAF0 60 MVA

Jam	Beban P (MW)	Beban Total (MW)	Total Loss (MW)	No load TR (kW)	Faktor HST (H)	R1 awal (Ω)	R2 at loss (Ω)	$\Delta\theta_{oi}$ °C	θ_a °C	$\Delta\theta_{or}$ °C
01:00	19.50	41.34	399	75	1.3	1.2939	1.4042	47	25.0	57
02:00	17.94	37.44	326	75	1.3	1.2939	1.4042	46	24.0	57
03:00	17.94	36.66	312	75	1.3	1.2939	1.4042	46	24.0	57
04:00	17.16	35.88	299	75	1.3	1.2939	1.4042	45	25.0	57
05:00	17.94	36.66	312	75	1.3	1.2939	1.4042	46	25.0	57
06:00	17.16	35.88	299	75	1.3	1.2939	1.4042	45	26.0	57
07:00	17.94	37.44	327	75	1.3	1.2939	1.4042	46	27.0	57
08:00	19.50	41.34	399	75	1.3	1.2939	1.4042	47	30.0	57
09:00	23.40	47.58	531	75	1.3	1.2939	1.4042	53	33.0	57
10:00	25.74	55.38	730	75	1.3	1.2939	1.4042	55	33.0	57
11:00	27.30	60.81	888	75	1.3	1.2939	1.4042	59	35.0	57
12:00	28.08	61.32	900	75	1.3	1.2939	1.4042	61	37.0	57
13:00	28.08	61.32	900	75	1.3	1.2939	1.4042	61	36.0	57
14:00	28.10	61.38	900	75	1.3	1.2939	1.4042	61	35.0	57
15:00	28.86	62.21	926	75	1.3	1.2939	1.4042	64	34.0	57
16:00	28.08	60.84	883	75	1.3	1.2939	1.4042	62	32.0	57
17:00	28.08	60.06	858	75	1.3	1.2939	1.4042	62	31.0	57
18:00	27.30	60.82	888	75	1.3	1.2939	1.4042	59	30.0	57
19:00	25.74	59.43	851	75	1.3	1.2939	1.4042	51	29.0	57
20:00	25.74	58.50	823	75	1.3	1.2939	1.4042	51	28.0	57
21:00	24.96	56.94	779	75	1.3	1.2939	1.4042	49	27.0	57
22:00	23.40	51.48	629	75	1.3	1.2939	1.4042	47	26.0	57
23:00	21.84	46.02	497	75	1.3	1.2939	1.4042	47	26.0	57
00:00	21.06	43.68	435	75	1.3	1.2939	1.4042	47	25.0	57

Load factor (K)	Rasio Loss (R)	$\Delta\theta_w$ °C	gr	$f_1(t)$	$f_2(t)$	$f_3(t)$	$\theta_o(t)$ °C	$\Delta\theta h(t)$	HST total °C
0.4368	6.384	57.12	4.12	1	1	0.994	24.07	1.424	50.5
0.3900	5.216	56.00	6.00	1	1	0.994	24.42	1.728	50.1
0.3744	4.992	56.00	8.00	1	1	0.994	24.82	2.159	51.0
0.3744	4.992	57.12	7.12	1	1	0.994	24.09	1.922	51.0
0.3744	4.784	57.12	7.12	1	1	0.994	24.44	1.922	51.4
0.3744	4.992	58.24	8.24	1	1	0.994	24.09	2.226	52.3
0.3900	5.232	59.37	8.37	1	1	0.994	24.02	2.411	53.4
0.4368	6.384	62.74	9.74	1	1	0.994	24.07	3.364	57.4
0.4836	8.496	66.11	8.11	1	1	0.994	22.99	3.297	59.3
0.5928	11.680	66.11	6.11	1	1	0.994	27.04	3.440	63.5
0.6702	14.208	68.36	4.36	1	1	0.994	29.17	2.985	67.2
0.6648	14.400	70.60	7.60	1	1	0.994	29.37	5.144	71.5
0.6648	14.400	69.48	6.48	1	1	0.994	29.37	4.384	69.8
0.6656	14.400	68.36	5.36	1	1	0.994	29.42	3.630	68.1
0.6670	14.816	67.23	2.23	1	1	0.994	28.35	1.519	63.9
0.6552	14.128	64.99	-0.01	1	1	0.994	27.74	-0.009	59.7
0.6396	13.728	63.86	0.86	1	1	0.994	27.94	0.548	59.5
0.6704	14.208	62.74	-1.26	1	1	0.994	29.18	-0.865	58.3
0.6738	13.616	61.62	-2.38	1	1	0.994	29.45	-1.648	56.8
0.6552	13.168	60.49	-4.51	1	1	0.994	27.86	-2.980	52.9
0.6396	12.464	59.37	-3.63	1	1	0.994	28.13	-2.310	52.8
0.5616	10.064	58.24	-0.76	1	1	0.994	26.13	-0.390	51.7
0.4836	7.952	58.24	0.24	1	1	0.994	23.28	0.099	49.4
0.4524	6.960	57.12	2.12	1	1	0.994	23.57	0.775	49.3



Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN

DATA BEBAN, RUGI-RUGI, DAN TEMPERATUR *HOT-SPOT* DENGAN INJEKSI DG PADA TRAFO 50 MVA

Jam	Beban (MW)	Beban MVA MVA	Total Loss (kW)	DG (MW)	No load TR (kW)	Faktor HST (H)	$R1_{awal}$ (Ω)	$R2_{at loss}$ (Ω)	$\Delta\theta_{oi}$ °C	θ_a °C	$\Delta\theta_{or}$ °C
01:00	21.84	22.29	399	0.00	62.5	1.3	1.3996	1.5725	53	25	58
02:00	19.5	19.90	326	0.00	62.5	1.3	1.3996	1.5725	50	24	58
03:00	18.72	19.10	312	0.00	62.5	1.3	1.3996	1.5725	48	24	58
04:00	18.72	19.10	299	0.00	62.5	1.3	1.3996	1.5725	50	25	58
05:00	18.72	19.10	312	0.00	62.5	1.3	1.3996	1.5725	50	25	58
06:00	18.72	19.10	265	1.68	62.5	1.3	1.3996	1.5725	50	26	57
07:00	19.5	19.90	242	5.03	62.5	1.3	1.3996	1.5725	51	27	57
08:00	21.84	22.29	256	8.38	62.5	1.3	1.3996	1.5725	53	30	57
09:00	24.18	24.67	323	11.73	62.5	1.3	1.3996	1.5725	58	33	57
10:00	29.64	30.24	400	15.08	62.5	1.3	1.3996	1.5725	60	33	57
11:00	33.51	34.19	484	16.09	62.5	1.3	1.3996	1.5725	64	35	57
12:00	33.24	33.92	490	16.76	62.5	1.3	1.3996	1.5725	63	37	57
13:00	33.24	33.92	501	16.09	62.5	1.3	1.3996	1.5725	63	36	57
14:00	33.28	33.96	517	15.08	62.5	1.3	1.3996	1.5725	63	35	57
15:00	33.41	34.09	601	11.73	62.5	1.3	1.3996	1.5725	65	34	57
16:00	32.76	33.43	636	8.38	62.5	1.3	1.3996	1.5725	65	32	57
17:00	31.98	32.63	696	5.03	62.5	1.3	1.3996	1.5725	63	31	57
18:00	33.52	34.20	807	1.68	62.5	1.3	1.3996	1.5725	64	30	57
19:00	33.69	34.38	851	0.00	62.5	1.3	1.3996	1.5725	64	29	58
20:00	32.76	33.43	823	0.00	62.5	1.3	1.3996	1.5725	65	28	58
21:00	31.98	32.63	779	0.00	62.5	1.3	1.3996	1.5725	63	27	58
22:00	28.08	28.65	629	0.00	62.5	1.3	1.3996	1.5725	59	26	58
23:00	24.18	24.67	497	0.00	62.5	1.3	1.3996	1.5725	58	26	58
00:00	22.62	23.08	435	0.00	62.5	1.3	1.3996	1.5725	55	25	58

Load factor (K)	Rasio Load (R)	$\Delta\theta_w$ °C	gr	$f_1(t)$	$f_2(t)$	$f_3(t)$	$\theta_o(t)$ °C	$\Delta\theta h(t)$	HST total °C
0.4368	6.384	57.12	4.12	1	1	0.994	24.07	1.424	50.5
0.3900	5.216	56.00	6.00	1	1	0.994	24.42	1.728	50.1
0.3744	4.992	56.00	8.00	1	1	0.994	24.82	2.159	51.0
0.3744	4.784	57.12	7.12	1	1	0.994	24.44	1.922	51.4
0.3744	4.992	57.12	7.12	1	1	0.994	24.09	1.922	51.0
0.3409	4.240	58.24	8.24	1	1	0.994	23.44	1.915	51.4
0.2894	3.872	59.37	8.37	1	1	0.994	22.22	1.496	50.7
0.2692	4.096	62.74	9.74	1	1	0.994	20.41	1.551	52.0
0.2490	5.168	66.11	8.11	1	1	0.994	16.32	1.140	50.5
0.2911	6.400	66.11	6.11	1	1	0.994	15.40	1.103	49.5
0.3484	7.744	68.36	4.36	1	1	0.994	14.99	1.048	51.0
0.3296	7.840	70.60	7.60	1	1	0.994	14.60	1.674	53.3
0.3430	8.016	69.48	6.48	1	1	0.994	14.94	1.521	52.5
0.3639	8.272	68.36	5.36	1	1	0.994	15.52	1.382	51.9
0.4336	9.616	67.23	2.23	1	1	0.994	16.91	0.762	51.7
0.4876	10.176	64.99	-0.01	1	1	0.994	19.00	-0.006	51.0
0.5390	11.136	63.86	0.86	1	1	0.994	21.97	0.417	53.4
0.6369	12.912	62.74	-1.26	1	1	0.994	26.32	-0.797	55.5
0.6738	13.616	61.62	-2.38	1	1	0.994	29.45	-1.648	56.8
0.6552	13.168	60.49	-4.51	1	1	0.994	27.86	-2.980	52.9
0.6396	12.464	59.37	-3.63	1	1	0.994	28.13	-2.310	52.8
0.5616	10.064	58.24	-0.76	1	1	0.994	26.13	-0.390	51.7
0.4836	7.952	58.24	0.24	1	1	0.994	23.28	0.099	49.4
0.4524	6.960	57.12	2.12	1	1	0.994	23.57	0.775	49.3



Halaman ini sengaja dikosongkan

LAMPIRAN

DATA BEBAN, RUGI-RUGI, DAN TEMPERATUR *HOT-SPOT* DENGAN INJEKSI DG PADA TRAFO 60 MVA

Jam	Beban (MW)	Beban MVA (MVA)	Total Loss (kW)	No load TR (kW)	Faktor HST (H)	$R1_{awal}$ (Ω)	$R2_{at loss}$ (Ω)	$\Delta\vartheta_{oi}$ °C	ϑ_a °C	$\Delta\vartheta_{or}$ °C
01:00	19.50	19.90	399	75	1.3	1.2939	1.4042	47	25	55
02:00	17.94	18.31	326	75	1.3	1.2939	1.4042	46	24	55
03:00	17.94	18.31	312	75	1.3	1.2939	1.4042	46	24	55
04:00	17.16	17.51	299	75	1.3	1.2939	1.4042	45	25	55
05:00	17.94	18.31	312	75	1.3	1.2939	1.4042	46	25	55
06:00	17.16	17.51	265	75	1.3	1.2939	1.4042	45	26	53
07:00	17.94	18.31	242	75	1.3	1.2939	1.4042	46	27	53
08:00	19.50	19.90	256	75	1.3	1.2939	1.4042	47	30	53
09:00	23.40	23.88	323	75	1.3	1.2939	1.4042	53	33	53
10:00	25.74	26.27	400	75	1.3	1.2939	1.4042	55	33	53
11:00	27.30	27.86	484	75	1.3	1.2939	1.4042	59	35	53
12:00	28.08	28.65	490	75	1.3	1.2939	1.4042	61	37	53
13:00	28.08	28.65	501	75	1.3	1.2939	1.4042	61	36	53
14:00	28.10	28.67	517	75	1.3	1.2939	1.4042	61	35	53
15:00	28.86	29.45	601	75	1.3	1.2939	1.4042	64	34	53
16:00	28.08	28.65	636	75	1.3	1.2939	1.4042	62	32	53
17:00	28.08	28.65	696	75	1.3	1.2939	1.4042	62	31	53
18:00	27.30	27.86	807	75	1.3	1.2939	1.4042	59	30	53
19:00	25.74	26.27	851	75	1.3	1.2939	1.4042	51	29	55
20:00	25.74	26.27	823	75	1.3	1.2939	1.4042	51	28	55
21:00	24.96	25.47	779	75	1.3	1.2939	1.4042	49	27	55
22:00	23.40	23.88	629	75	1.3	1.2939	1.4042	47	26	55
23:00	21.84	22.29	497	75	1.3	1.2939	1.4042	47	26	55
00:00	21.06	21.49	435	75	1.3	1.2939	1.4042	47	25	55

Load factor (K)	Rasio (R)	$\Delta\vartheta_w$ °C	gr	$f_1(t)$	$f_2(t)$	$f_3(t)$	$\vartheta_o(t)$ °C	$\Delta\vartheta h(t)$	HST total °C
0.325	5.320	47.18	0.18	1	1	0.994	20.59	0.038	45.6
0.299	4.347	46.09	0.09	1	1	0.994	21.77	0.017	45.8
0.299	4.160	46.09	0.09	1	1	0.994	22.18	0.017	46.2
0.286	3.987	47.18	2.18	1	1	0.994	22.53	0.382	47.9
0.299	4.160	47.18	1.18	1	1	0.994	22.18	0.222	47.4
0.286	3.533	48.26	3.26	1	1	0.994	22.30	0.572	48.9
0.299	3.227	49.35	3.35	1	1	0.994	23.20	0.631	50.8
0.325	3.413	52.60	5.60	1	1	0.994	23.01	1.206	54.2
0.390	4.307	55.86	2.86	1	1	0.994	20.87	0.824	54.7
0.429	5.333	55.86	0.86	1	1	0.994	20.13	0.288	53.4
0.455	6.453	58.03	-0.97	1	1	0.994	18.58	-0.358	53.2
0.468	6.533	60.20	-0.80	1	1	0.994	18.21	-0.308	54.9
0.468	6.680	59.12	-1.88	1	1	0.994	18.12	-0.727	53.4
0.468	6.893	58.03	-2.97	1	1	0.994	18.01	-1.147	51.9
0.481	8.013	56.94	-7.06	1	1	0.994	16.74	-2.844	47.9
0.468	8.480	54.77	-7.23	1	1	0.994	16.86	-2.788	46.1
0.468	9.280	53.69	-8.31	1	1	0.994	16.57	-3.206	44.4
0.455	10.760	52.60	-6.40	1	1	0.994	16.71	-2.359	44.3
0.429	11.347	51.52	0.52	1	1	0.994	19.47	0.174	48.6
0.429	10.973	50.43	-0.57	1	1	0.994	19.60	-0.190	47.4
0.416	10.387	49.35	0.35	1	1	0.994	19.84	0.111	47.0
0.390	8.387	48.26	1.26	1	1	0.994	20.28	0.364	46.6
0.364	6.627	48.26	1.26	1	1	0.994	20.53	0.326	46.9
0.351	5.800	47.18	0.18	1	1	0.994	20.92	0.043	46.0



Halaman ini sengaja dikosongkan